

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Propuesta de ajuste regulatorio para la compra y venta de energía en el mercado de energía mayorista colombiano con destino a la atención de la demanda de usuarios regulados

Julián Fernando Berrío Marín

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Sistemas
Medellín, Colombia
2016



Propuesta de ajuste regulatorio para la compra y venta de energía en el mercado de energía mayorista colombiano con destino a la atención de la demanda de usuarios regulados

Julián Fernando Berrío Marín

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Sistemas Energéticos

Director (a):

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Investigación:

Mercados de energía

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Sistemas
Medellín, Colombia
2016



A mi padres por su apoyo incondicional durante todo el proceso de la educación recibida.

A ti, Mónica, por tu amor y paciencia durante todo este proceso.

Y a Carlos, por ser la mejor guía durante la construcción de este trabajo.

"La imaginación frecuentemente nos llevará a mundos que jamás fueron. Pero sin ella, no iremos a ningún lado".

Carl Sagan



Resumen

En la actualidad, el modelo de compra y venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista colombiano (MEM) está basado en contratos bilaterales de largo plazo (Wolak, 2003). Los comercializadores del mercado dependiendo del tipo de demanda que a través de ellos debe atenderse (Regulada o No regulada), acuerdan los valores de cantidad de energía y precio por medio de convocatorias públicas o directamente con otras partes según lo estipulado en las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 024 de 1995, 020 de 1996 y 167 de 2008. (CREG, 1995a, 1996, 2008b)

En consecuencia del esquema actual se presentan situaciones como: concentración de oferta frente a la demanda en la formación de precios (participación de la demanda nula: inelástica), contratos de largo plazo con alto tiempo de duración y sin estandarización; provocando así la inexistencia de un mercado secundario que busque vender la misma energía en varias transacciones y un alto porcentaje de integración vertical debido a que las grandes compañías del país se encuentran vinculadas en varias de las principales actividades económicas del sector eléctrico (generador, trasmisor, distribuido o comercialización).

En este trabajo se realiza un análisis de los mercados y propuestas regulatorias vigentes, que permitan aplicar otras metodologías exitosas con el fin de plantearlas y discutir las en nuestro país.



Contenido

Resumen	4
Contenido	5
Lista de abreviaturas	8
Introducción	10
Capítulo 1: Antecedentes	12
Capítulo 2: Modelo actual Colombiano para la atención de la Demanda	20
Objetivos	24
Objetivo General	24
Objetivos Específicos.....	24
Capítulo 3: Modelos Internacionales para la atención de la Demanda	25
3.1 Nord Pool.....	25
3.2 Gran Bretaña (APX Power spot exchange y N2EX day-ahead market)	32
3.3 PJM (Pensylvania - New Jersey - Maryland Interconnection)	37
Capítulo 4: Propuesta regulatoria: Resolución CREG 117 de 2013	42
Capítulo 5: Comparación de modelos	45
5.1 Despacho económico Colombiano versus Mercados de Day- ahead, Intradiario y de Tiempo Real.....	45
5.2 Contratos bilaterales de largo plazo Colombiano versus Contratos bilaterales estandarizados y propuesta de Resolución CREG 117 de 2013	46
5.3 Derivex versus Mercado de Derivados internacionales.....	49
Capítulo 6: Propuesta regulatoria para la atención de usuarios Regulados en el Mercado de energía Mayorista Colombiano	51
6.1 Mercados Day-ahead e Intradiario.....	51
6.2 Contratos bilaterales estandarizados.....	52
6.3 Mercado de derivados regional	53
6.4 Mercado de Balances	53
Capítulo 7: Conclusiones	55
Referencias	57
Anexo	62



Lista de figuras

Figura 1. Curva de casación de la oferta y demanda MEM. Fuente:XM.....	21
Figura 2. Precio Promedio Ponderado Compras en Contratos . Fuente:XM	21
Figura 3. Porcentaje contratado en el MEM de la demanda regulada y no regulada vs precio de bolsa. Fuente:XM	22
Figura 4. Curvas de ofertas enviada al Spot y Curvas de casación de la oferta y demanda. Fuente: Noord Pool, 2010.	28
Figura 5. Valores máximos de Capacidad de Transferencia en la Red. Fuente: Nord Pool, 2016.	29
Figura 6. Volumen de transacciones del mercado Day-ahead en los países Nórdicos. Fuente: Nord Pool, 2014.....	30
Figura 7. Volumen de transacciones del mercado Intradiario y Total transado en Nord Pool. Fuente: Nord Pool, 2014.....	31
Figura 8. Total transado en OTC por semestre Fuente: OFGEM, 2015.	34
Figura 9. Precios mínimo mensual del mercado de N2EX day-ahead (D. Sinclair, M. Turner, 2015).....	35
Figura 10. Precios mínimo mensual del mercado Intradiario de APX Power UK (D. Sinclair, M. Turner, 2015).....	36
Figura 11. Volumen de transacciones en Mercados Day-ahead e Intradiarios (OFGEM, 2015	37
Figura 12. Diferencia entre el Suministro y Demanda del Day-ahead y el Real-Time de (Promedio del volumen diario de los años 2014 y 2015). Fuente: PJM, 2016.	40
Figura 13. Promedio mensual de las transacciones virtuales en PJM. Fuente: PJM, 2015.	41
Figura 14. Curva de carga OVEREG y. Curva de carga OVENOR y OCONOR. Fuente: XM.....	43
Figura 15. Cruce de Oferta vs Demanda. Mercado Regulado. Cruce de Oferta vs Demanda. Mercado No Regulado. Fuente XM	44
Figura 16. Índice Liquidez Mercado Regulado y No Regulado. Fuente XM.....	47
Figura 17. Liquidez del Mercado Mayorista de Gran Bretaña. Fuente: Ofgem, 2015.	48



Figura 18. Cronograma ajustado a la Propuesta Colombiana. Fuente: Nord Pool, 2014.. 52

Figura 19. Propuesta Mercado estandarizado de contratos bilaterales. Fuente: propia. .. 53

Figura 20. Referencias internacionales y propuesta para Colombia. Fuente: propia..... 54



Lista de abreviaturas

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

BM: Balancing Market.

BVC: Bolsa de Valores de Colombia.

CAC: Comité Asesor de Comercialización.

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

CAPT: Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.

CEGB: The Central Electricity Generation Board.

CET: Center Europe Time.

CND: Centro Nacional de Despacho.

CNO: Consejo Nacional de Operación.

CRCC: Cámara de Riesgo Central de Contraparte.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CSMEM: Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

DSO: Distribution System Operator.

ELM: Contrato de Futuro de Electricidad Mensual.

ELS: Contrato Mini de Futuro de Electricidad Mensual.

E.S.P.: Empresa de Servicio Público.

FERC: The Federal Energy Regulatory Commission.

FPN: Final Physical Notifications.

INGEOMINAS: Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear.

ICE: Intercontinental Exchange.

IPSE: Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas.

ISO: Independent System Operator.

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas.

MEM: Mercado de Energía Mayorista.

MME: Ministerio de Minas y Energía Colombiano.

NETA: New Electricity Trading Arrangements.

NYMEX: New York Mercantile Exchange.

OCONOR: Obligaciones del Comprador para el Mercado No Regulado.



OEF: Obligaciones de Energía Firme.

OFGEM: the Office of Gas and Electricity Markets.

OTC: Over The Counter.

OVEREG: Obligaciones del Vendedor para el Mercado Regulado.

OVENOR: Obligaciones del Vendedor para el Mercado No Regulado.

PJM: The Interconnection Association of Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.

PUHCA: The Public Utility Holding Company Act of 1935

RTO: Regional Transmission Organization.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIC: Sistema de Intercambios Comerciales.

SIC: Superintendencia de Industria y Comercio.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

STN: Sistema de Transmisión Nacional de Colombia.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

SUI: Sistema Único de Información del sector de servicios públicos domiciliarios.

TSO: Transmission System Operator.

UPME: Unidad de Planeación Minero.

VT: Virtual Transactions.

XM: XM S.A. E.S.P.



Introducción

Los cambios presentados con la Constitución Política de Colombia en el año 1991, fue el principal evento que causo un cambio significativo en la estructura que contemplaba el marco regulatorio del sector eléctrico Colombiano, la cual venia enmarcada por lo decretado por el gobierno en el año 1928 en donde el aprovechamiento del recurso hidráulico era de utilidad pública;. originando a las empresas estatales de energía, encargadas de la planeación, construcción y operación del sistema. Pero debido a la ineficiencia, politización y otros problemas asociados, estas empresas del Estado comenzaron a generar perdidas, por lo cual se decidió cambiar radicalmente la estructura del sistema eléctrico colombiano en el año 1994 (Escudero & Botero, 2006).

Adicionalmente, se presentó el fenómeno del niño entre los años 1992 y 1993 lo cual generó un racionamiento de energía, provocando que el Gobierno Colombiano tomara como principal medida: eliminar el Control Central que tenían estas empresas de energía eléctrica por parte del Estado para crear un mercado abierto en donde se combina el apoderamiento de estas empresas de manera mixta o con participación privada parcial (Pistonesi et al., 2003) basados en modelo de mercado de energía inglés. De esta manera, el modelo actual ha evolucionado en la búsqueda de nuevos mecanismos y/o herramientas que son analizados y creadas por la CREG, permitiendo al mercado estar a la vanguardia de los modelos exitosos, sin embargo, lo ha hecho muy lentamente, convirtiéndose en un mercado emergente que aún carece de medidas para reglamentar, implementar y resolver a tiempo de las necesidades requeridas.

Uno de los mecanismos que se encuentra fuertemente afectado son los utilizados para la atención de la demanda, pues las bases de estos permanecen iguales a los utilizados al día de hoy (20 años después) y no han ido evolucionando como lo han hecho otros mercados internacionales.

Los siguientes son algunos de los principios constitucionales que soportan el desarrollo legal e institucional del sector de energía en Colombia (Organización Latinoamericana de Energía, 2013):



- ☐ El Estado considera que los servicios públicos domiciliarios son indispensables para que los ciudadanos tengan un nivel de calidad de vida adecuado.
- ☐ Por tanto el Estado se subroga la intervención en la prestación de estos servicios a través de la función de regulación y la vigilancia y control.
- ☐ Los agentes que desarrollen su actividad económica en la prestación de servicios públicos domiciliarios la desarrollan bajo el principio de libre competencia y no abuso de la posición dominante.



Capítulo 1: Antecedentes

Entre los años 1992 y 1993, Colombia vivió una época de sequía intensa causada por el fenómeno del niño, el cual provocó que se tomaran medidas urgentes y drásticas con respecto al modelo en atención a la demanda del sector de energía eléctrica que tenía el país. Es por esto que el Congreso de la República emitió en 1994, las Leyes 142 y 143 sobre Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica respectivamente (Minminas, 1994a, 1994b), en las cuales se considera principalmente, la creación del Mercado Eléctrico Colombiano y los diferentes órganos de regulación, control, planeación, administración y vigilancia.

Sin embargo, a continuación se presenta dos ejemplos en donde se puede observar la deficiencia con la que aún cuenta este mercado. La Resolución CREG 024 de 1995 (CREG, 1995a) la cual indica que para la atención de usuarios regulados, los agentes Comercializadores lo realizarán por medio de la Compra de energía en Contratos de Largo Plazo o por medio de Compras en Bolsa (Pool) y la Resolución CREG 020 de 1996 (CREG, 1996) respecto a contratos, que busca promover la competencia entre todos los posibles agentes ofertantes y limitar su autoabastecimiento (hasta el 60% de su propia energía) al realizar la contratación por un tipo de subasta llamada de sobre cerrado. Sin embargo, esta última no es la más utilizada actualmente dentro de los mercados eléctricos en aras de atender los usuarios regulados y de promover la competencia (Maurer & Barroso, 2011).

Existen otros tipos de subastas que buscan siempre en su realización encontrar el precio real del producto de la mejor manera competitiva. Uno de los ejemplos que se pueden citar es la subasta de “reloj descendente” utilizada en el mercado colombiano para la asignación de las OEF (Obligación de Energía Firme) en donde se comienza por un precio alto y los participantes ofertan las cantidades que desean vender a dicho precio. Si la cantidad ofrecida excede la cantidad objetivo a ser subastada, el subastador baja el precio y se realiza una nueva ronda, la cual continúa hasta que haya casación entre la oferta y la demanda. Los ganadores son aquellos que ofrecen una cantidad al precio de liquidación.



Otros modelos existentes se encuentran en países como Chile, donde se utiliza el tipo de subasta “combinada”, en la cual los participantes pueden poner ofertas simultáneas por paquetes en lugar de un producto individual y los licitadores pueden pujar en una base de “todo o nada”; en Estados Unidos uno de los mercados más desarrollados como el que administra PJM (The Interconnection Association of Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia), se utiliza el tipo de subasta de “dos puntas” el cual consiste en que ambas partes participan con sus ofertas de compra y venta, y la transacción se realiza cuando hay casación de precios (Maurer & Barroso, 2011).

Regresando con la creación del mercado, el sector eléctrico Colombiano se caracterizaba por la presencia exclusivamente del Estado, razón por la cual, toda la cadena de producción de la energía eléctrica (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización) se encontraba verticalmente integrada y se hallaba en una fuerte concentración en los ámbitos de la Generación y Transmisión. En cambio, la Distribución presentaba una mayor descentralización debido a que existían y existen, empresas publicas tanto del Estado como Departamentales. Por lo tanto, el manejo total de la estructura organizacional y de los sistemas, estaban sujetos a todas la acciones que tuviera en si el Estado, tales como la fijación de la tarifa de la energía, la promoción y búsqueda de inversiones que beneficiara la estructura física de generación, encontrándose de esta manera el país bajo control central del Estado. (Pistonesi, Chávez, Figueroa, & Altomonte, 2003).

Con la liberalización del mercado, Colombia logró tener un modelo abierto y de apertura a la participación de inversionistas privados, unido a la segmentación vertical de los procesos de Generación, Transmisión y Distribución, la creación de un nuevo tipo de agente que representara la demanda (Comercializador), la separación horizontal de actividades de Generación y Distribución, y la definición de nuevas aspectos regulatorios en los que se definen el libre acceso al ámbito de la generación y el libre acceso al STN (Sistema de Transmisión Nacional de Colombia) por parte de terceros.

Según lo indicado anteriormente, entramos a analizar cómo está estructurado el mercado de energía actual, empezando por describir cada uno de los entes principales que lo



conforman. Inicialmente examinaremos los institucionales, regulatorios, de planeación, control y vigilancia

- Ministerio de Minas y Energía (MME). Este es el máximo ente del sector de energía y es el encargado de definir todas las políticas del sector. Tiene a su cargo entidades como la CREG y la UPME (Unidad de Planeación Minero); institutos como el IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas) y el INGEOMINAS (Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear). Actualmente el Ministerio cuenta con un Viceministerio de energía conformado por dos direcciones: dirección de energía eléctrica y dirección de hidrocarburos. (Organización Latinoamericana de Energía, 2013)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Entidad creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992 (Minminas, 1992), cuyo principal objetivo es realizar la regulación del Estado frente a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas (gas natural y gas licuado de petróleo), con el fin de asegurar la prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio, lo anterior, a través de la expedición de reglas que promuevan, crean y preserven la competencia en la generación, el uso de las redes de transporte, la operación del SIN y el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y gas combustible. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004)
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de 2004 (Minminas, 1994a, 2004), encargada de planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros.

Además, debe organizar, operar y mantener la base única de información estadística oficial del sector minero y energético, elaborar y divulgar el balance minero y energético de la información estadística, los indicadores del sector, así como los informes y estudios de interés para el mismo. En el caso del sector eléctrico, tiene como función especial el elaborar y actualizar el Plan de



Expansión de Referencia, de tal manera que los planes para la atención de la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales. Todo estos planes deben ir de la mano junto con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004).

- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Creada por el artículo 370 de la Constitución de Colombia de 1991 (Procuraduría, 1991) para ejercer el control, inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de Servicios Públicos Domiciliarios.

Tiene a su cargo la administración del sistema de información de las empresas del sector, por lo que ha desarrollado el Sistema Único de Información del sector de servicios públicos domiciliarios (SUI); el cual actúa como última instancia de los recursos de reposición que interponen los usuarios frente a las empresas; proporciona la orientación y el apoyo técnico necesarios para la promoción de la participación de la comunidad en las tareas de vigilancia y control; sanciona a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios cuando no cumplen las normas a que están obligadas; publica las evaluaciones de gestión realizadas a los prestadores y proporciona la información pertinente a quien la solicite (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004).

- Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Es una entidad adscrita al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo que goza de autonomía administrativa, financiera y presupuestal. Esta entidad fue creada para apoyar, promocionar, vigilar la actividad empresarial y fortalecer los niveles de satisfacción del consumidor Colombiano. Con la entrada en rigor de la Ley 1340 de 2009 (Mincit, 2009), se convirtió en la única autoridad en materia de competencia del país, llevando a la eliminación de esta función en entidades como la SSPD. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004)

Los siguientes entes a analizar, son los encargados en la supervisión de la operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional) y de la administración del MEM.

- Centro Nacional de Despacho (CND). Es la entidad encargada en planear la operación y ejercer la coordinación, supervisión, control de los recursos de



generación, interconexión y transmisión del sistema nacional; coordinar la programación de mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de transmisión; informar al Consejo Nacional de Operación (CNO) acerca de la operación Real y de los riesgos para la atención confiable de la demanda; e informar sobre violaciones o conductas contrarias al reglamento de operación. (Organización Latinoamericana de Energía, 2013)

- Mercado de Energía Mayorista (MEM). Integrado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC). El ASIC es el encargado del registro de Contratos de Largo Plazo de energía ; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). El LAC, es la encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004).

Por último, se encuentran los entes consultores y asesores del mercado, quienes brindan todo su conocimiento y entendimiento sobre todas las medidas que afectan la regulación. De acuerdo a su área se descomponen en las siguientes entidades.

- Consejo Nacional de Operación (CNO). Creado por la Ley 143 de 1994 (CREG, 1994a), tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.
- Comité Asesor de Comercialización (CAC). Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 (CREG, 2000) para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía.
- Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT). Creado mediante Resolución CREG 051 de 1998 (CREG, 1998a) con el fin de asesorar a la UPME



en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.

- Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM), el cual analiza los aspectos más importantes que inciden en el comportamiento del mercado de energía mayorista y propone recomendaciones para que los entes rectores del sector las discutan, profundicen y tomen las medidas que consideren convenientes. (Organización Latinoamericana de Energía, 2013)

Como se mencionó anteriormente, la cadena de producción de energía eléctrica en Colombia involucra cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

- Generadores. La producción de la energía eléctrica puede desarrollarse por cualquier agente económico, entre los cuales se distinguen Generadores con capacidad efectiva mayor a 20MW, Generadores con capacidad efectiva menor a 20 MW y mayores de 10MW, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores. Esta energía puede ser transada en la Bolsa o mediante Contratos de Largo Plazo bilaterales con otros generadores, comercializadores de acuerdo a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 157 de 2011 (CREG, 1994a, 2011b).
- Transmisores. La transmisión es una actividad de monopolio natural, por tanto es una actividad regulada en todos los sentidos: ingreso, calidad y acceso. Estos son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso. Existe competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. Los trasmisores desarrollan su actividad en niveles de tensiones iguales o superiores a 220 kV en las redes STN.

Independientemente de su ubicación, en Colombia todos los usuarios pagan una estampilla o cargo único (\$/kWh), que se calcula basado en la mensualidad que debe pagarse a los transmisores y a la demanda que se presente en el respectivo mes. (Organización Latinoamericana de Energía, 2013)

- Distribuidores. Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de energía en los sistemas de distribución (CREG, 2002) que son los niveles



inferiores a 220 kV, los cuales se clasifican en: Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL).

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir el libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004)

- Comercializadores. Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen la electricidad. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004).

Debido a la división de la demanda en usuarios regulados y no regulados, los Comercializadores pueden actuar en uno o ambos mercados y ofrecer el servicio de intermediación.

Debido a que la propuesta regulatoria se enfoca específicamente en la atención de usuarios regulados, es necesario definir los tipos de usuarios:

- Usuarios regulados. De acuerdo con la Resolución CREG 054 de 1994 (CREG, 1994), los usuarios regulados son personas naturales o jurídicas que no superan los límites para contratación en el mercado competitivo y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG, en donde se incluye toda la cadena: producción, transmisión, distribución, comercialización y los costos de operación y administración del SIN. (Organización Latinoamericana de Energía, 2013)

Las compras para la atención de la demanda regulada por parte de los Comercializadores están reguladas mediante la Resolución CREG 020 de 1996 (CREG, 1996) modificada por la Resolución CREG 167 de 2008 (CREG, 2008b). Adicionalmente, la CREG mediante el proyecto de Resolución 090 de 2011 (CREG, 2011a) y modificada por el proyecto de Resolución CREG 117 de 2013 (CREG, 2013), ha propuesto el desarrollo de un mercado de contratos para la atención de la demanda Regulada y No regulada por medio del esquema de subastas (MOR).



- Usuarios no regulados. La Resolución CREG 131 de 1998 (CREG,1998c) estableció que a partir del primero de enero de 2000 los usuarios que podían acceder al mercado competitivo (usuarios no regulados) eran aquellos cuya instalación superara los 0,1 MW o su consumo de energía de 55 MWh/mes, respectivamente.

Los usuarios no regulados pueden establecer con el Comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva. (Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), 2004).

Obtenida la información de la estructura en general de todo el MEM Colombiano y la mención de algunos tipos de subastas utilizados para diferentes propósitos en la asignación de oferta y demanda en mercados internacionales, a continuación se describe cual es el actual modelo con el que Colombia cuenta para la atención de la demanda.



Capítulo 2: Modelo actual Colombiano para la atención de la Demanda

Ya han pasado más de 20 años desde que el Mercado de Energía Mayorista Colombiano entro en operación gracias a la emisión en 1994 de las Leyes 142 y 143 (Minminas, 1994a, 1994b) sobre Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica. Además, de la continua promoción de entidades como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, en búsqueda de inyectar capital privado en la estructura organizacional con la que contaba el sector eléctrico (Woodrow & Bradshaw, 2006).

En 1995, comienza la liberalización del mercado con la operación del modelo de Bolsa adoptado del modelo Británico en el que los Generadores actúan de manera independiente, enviando todos los días las ofertas con el precio diario (\$/MWh) y la capacidad disponible para cada una de las plantas que representa, hasta antes de las 8:00 am del día anterior al día de la operación (Resolución CREG 051 de 2009). Estas ofertas son recibidas por el CND, quien se encarga de realizar el despacho económico por orden de mérito teniendo en cuenta las restricciones del sistema y el pronóstico de la demanda total del país, la cual es calculada por el CND por áreas operativas y para cada una de las 24 horas de cada día de la semana (Resolución CREG 025 de 1995). El CND tiene plazo para publicar el resultado hasta las 15:05 del día antes del día de operación (Resolución CREG 155 de 2008).

Para el día de la operación, existe el mecanismo de re-despacho, el cual le permite al CND ajustar el despacho económico realizado el día anterior según se presenten casos como: la salida de unidades de generación, mantenimientos no programados, disparos de líneas, entre otros; con un tiempo de antelación de una hora y media a la hora del despacho.

Un día posterior al día de operación y teniendo el valor exacto de la demanda que fue consumida por los usuarios Regulados y No Regulados, los recursos utilizados para atenderla y las condiciones especiales que se presentaron, el ASIC realiza el despacho ideal por orden de mérito con el fin de obtener el valor del Precio de Bolsa horario. Con



este precio, se liquidan todas las transacciones que se realizan en la Bolsa del MEM (CREG, 2009b).

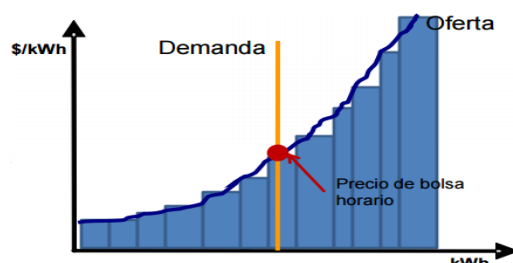


Figura 1. Curva de casación de la oferta y demanda MEM. Fuente: (XM, 2014a).

Los agentes Comercializadores y Generadores registrados en el MEM, podrán registrar libremente contratos bilaterales de largo plazo tipo OTC - Over The Counter - (ver anexo) ante el ASIC para la atención de la demanda Regulada y No Regulada. El ASIC, se encarga de despachar las cantidades y precios de cada uno de los contratos, pero no recauda la liquidación de estos.

Es importante aclarar, que estos tipos de contratos no son de entrega física y son utilizados por los agentes con el fin de cubrir el riesgo de exposición al Precio de Bolsa a futuro. El comportamiento del Precio de Bolsa es volátil en donde se puede observar aumentos del 100%, debido principalmente a que Colombia es un país que cuenta con una infraestructura de generación hidráulica que es de alrededor del 70%, ocasionando que en temporadas de sequía, el costo de la producción de la energía aumente.

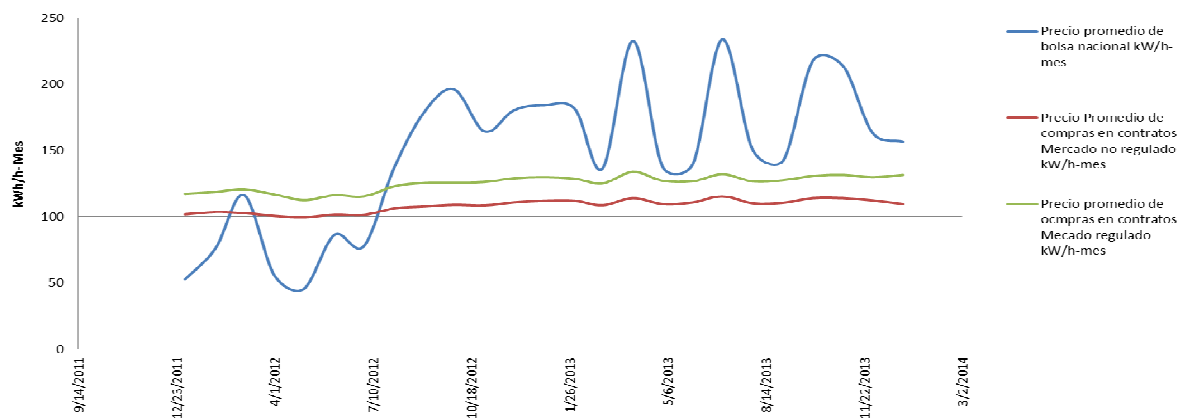


Figura 2. Precio Promedio Ponderado Compras en Contratos . Fuente: (XM,2014b).



Actualmente, entre el 80-90% de la energía consumida por los usuarios del Mercado Regulado (representan el 68% de la demanda del país) y entre el 90-98% de la energía consumida por los usuarios No Regulados (representan el 32% restante) es transada a través de contratos de largo plazo, convirtiendo este mecanismo como el más típico para la atención de la demanda. El porcentaje faltante en cada uno de mercados es transado en bolsa: entre 10-20% usuarios Regulados y 3-10% usuarios No Regulados (XM, 2016a).

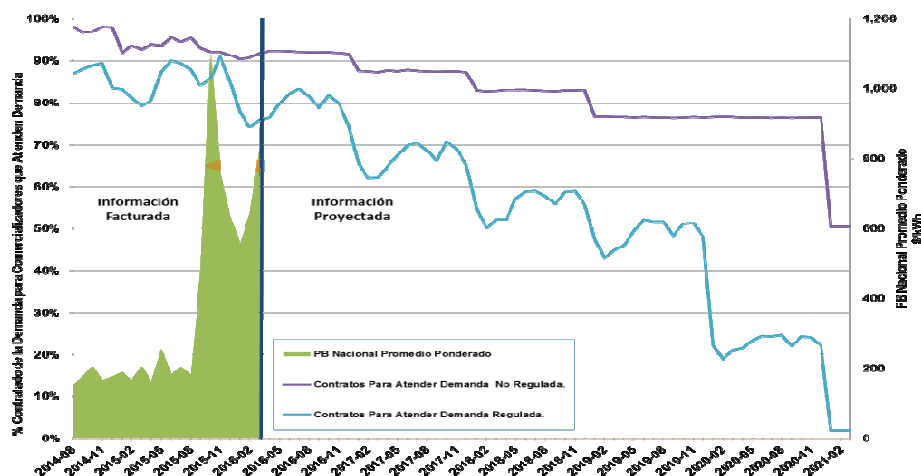


Figura 3. Porcentaje contratado en el MEM de la demanda regulada y no regulada vs precio de bolsa. Fuente: (XM, 2016a).

Por último, otro mecanismo fue creado entre la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y XM S.A. E.S.P. (XM) en el año 2010: el primer mercado estandarizado de energía en Latinoamérica. La administración y organización de este mercado está a cargo de Derivex y el intermediario en garantizar la ejecución de la operación está a cargo la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC).

Este mercado cuenta con tres etapas para negociar los productos ofrecidos: Subasta de Apertura, Mercado Abierto y Subasta de Cierre. El primer producto que ofrecen es el Contrato de Futuro de Electricidad Mensual (ELM) con un tamaño de 360.000 kWh-Mes y el segundo es el Contrato Mini de Futuro de Electricidad Mensual (ELS) con un tamaño de 10.000 kWh-Mes. El activo adyacente con el cual se liquida este mercado es con la primera versión del Precio de Bolsa (TX1) que publica diariamente XM.

Al día de hoy, este mercado no cuenta con un alto índice de transacciones puesto que aún no existe un incentivo regulatorio dentro de la fórmula tarifaria en atención de los



usuarios Regulados, para que los agentes Comercializadores y Generadores recurran a ella y además, existe un alto costo de transacción en el proceso de convocatorias de las subastas.

En resumen, la estructura Pool que actualmente utiliza el MEM Colombiano y específicamente, los mecanismos para la atención de la Demanda, muestran un mercado estático ya que no se han implementado en el transcurrir de más de 20 años en mejoras que garanticen un mayor competencia y liquidez en el mercado.

Por lo tanto, a continuación se explorará cuales son las herramientas utilizadas por otros mercados internacionales y los resultados obtenidos por el manejo de estas.



Objetivos

Objetivo General

Proponer ajustes regulatorios en búsqueda de promover la competencia y liquidez en la compra y venta de energía en el mercado de energía mayorista colombiano con destino a la atención de la demanda de usuarios regulados.

Objetivos Específicos

- Evaluar la metodología actual de contratación para la atención de demanda de usuarios regulados en Colombia
- Contrastar la propuesta regulatoria del proyecto de Resolución CREG 117 de 2013 para la atención de la demanda de usuarios regulados con el modelo actual colombiano
- Contrastar los modelos de algunos mercados internacionales para la atención de la demanda de usuarios regulados con el modelo actual colombiano



Capítulo 3: Modelos Internacionales para la atención de la Demanda

La liberalización de los mercados de energía eléctrica surgió a partir de los años ochentas en países europeos generando una revolución en el sector energético que llevó a que las compañías centralizadas de generación, transmisión y distribución de energía, principalmente administradas por el Estado, fueran ofrecidas a inversionistas con el fin de crear una apertura inicial a la competencia.

A nivel mundial los mercados de energía eléctrica han evolucionado progresivamente debido a que los entes reguladores buscan tener mercados competitivos, confiables y líquidos. Además, con el surgir de nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica, y principalmente las energías renovables, se ha convertido la construcción de la nueva normatividad como el más importante reto en los próximos años para los reguladores, con el fin de darle soluciones eficientes al mercado en tiempo real, especialmente en los países en donde se invierte con esta tecnología.

Con el fin de aprovechar los métodos utilizados en los mercados de energía internacional por los agentes que representan a los usuarios ante el MEM para atender su consumo, entraremos a analizar como es el funcionamiento de estas herramientas en los mercados: Nord Pool, Gran Bretaña (APX Power spot exchange y N2EX Day-ahead market) y PJM.

3.1 Nord Pool

El nacimiento de Nord Pool se dio en la década de los 90's al unirse los cuatro mercados nacionales de los países de Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia, y crear un único mercado eléctrico nórdico donde existiera competencia entre los generadores y el mercado minorista. El crecimiento y desarrollo de este mercado ha permitido que otros países como Estonia, Letonia y Lituania entraran a participar entre los años de 2010 y 2013 (Nord Pool, 2016a).

Uno de los hechos más importantes en la creación de este mercado nórdico fue la liberación del mercado en Europa (mercado desregulado), acto solicitado en marzo de 2000 por el Consejo Europeo a la Comisión Europea e introducido como ley nacional en



Julio de 2004 (Keay, Rhys, & Robinson, 2013), el cual consiste en que el Estado ya no es el ente encargado del mercado de energía, y en su lugar se introduce la Libre Competencia, con el fin de crear un mercado más eficiente a través del intercambio de energía entre países, incrementando así la seguridad de suministro a través de la redes de transmisión. Esto significa que, al tener mercados integrados con una mayor capacidad de potencia disponible (hidráulica, térmica, nuclear, eólica y solar), aumenta la productividad y mejora la eficiencia frente a mercados pequeños. Esto asegura tener un mercado más líquido, en donde se negocian grandes volúmenes cada día, respaldados con una capacidad instalada más segura. (Nord Pool, 2016a)

La Libre Competencia se puede explicar cómo el acto en que la oferta como la demanda, son libres en elegir quien les suministre o les provea energía eléctrica. El 19 de Febrero de 1999, se comenzó con la liberación de los usuarios no regulados y para julio de 2007, ya todos los usuarios debían estar liberalizados en este mercado. Por lo tanto, los usuarios regulados se convirtieron en usuarios con capacidad de decisión y elección (Amundsen & Bergman, 2006).

Al estar el mercado de energía liberalizado, la energía eléctrica que es un producto básico de la sociedad de consumo, entra a participar en un MEM y en un Mercado de Energía Minorista, en los cuales existe la participación de agentes productores (generadores), comercializadores, usuarios finales, traders (negociadores profesionales que compran y venden activos por su propia cuenta y en nombre de los bancos o de entidades a los que representa) y brokers (agente intermediario en operaciones financieras o comerciales que percibe una comisión por su intervención. Estos contactan a compradores y vendedores, y cobran una comisión por esta labor).

A razón de la creación de este mercado integrado, se tuvo que diseñar un marco regulatorio en el que se incentivara el acceso fácil a este para cualquier país miembro, e invitarlos a participar en la liberalización del mercado. Dentro de las medidas importantes tomadas frente a los operadores de red y del sistema de transmisión se encuentra la separación de estos de cualquier otra empresa que pertenezca a la integración vertical, la actuación de los Transmission System Operator (TSO) en el MEM, la actuación de los Distribution System Operator (DSO) en el Mercado de Energía Minorista de energía y la actuación de los reguladores como supervisores y ejecutores de todo el marco



regulatorio.(Keay et al., 2013). Aún así, con esta modificación regulatoria, algunos productores de energía mantiene su posición dominante en sus respectivos mercados nacionales (en donde la propiedad pública sigue dominando), pero al mismo tiempo, ninguno de estos tiene una participación más alta del 20% en el mercado nórdico. Por consiguiente, el grado de competencia en gran medida depende del grado de integración de los países participantes del mercado, de la infraestructura instalada de líneas de transmisión, el libre acceso de terceros a estas y de las barreras institucionales para la transacciones comerciales de energía (Amundsen & Bergman, 2006).

El mercado de Nord Pool es considerado a nivel europeo e internacional, como uno de los modelos de mercados eléctricos más avanzados gracias a la variedad de mecanismos y escenarios normativos creados que permiten tener un mercado competitivo, liquido y seguro (Keay et al., 2013).

Su principal mecanismo para la compra y venta de energía es el mercado de subastas Day-ahead (ver anexo), el cual consiste en que tanto los compradores como vendedores introducen diariamente para cada hora, que volumen de energía requieren u ofrecen y su precio a pagar o recibir, respectivamente en la plataforma electrónica (Elsport) del Nord Pool Spot. En caso ser comprador, tiene que evaluar la cantidad de energía (volumen en MWh/h) que requiere para satisfacer la demanda del día siguiente y cuanto está dispuesto a pagar a precios específicos (EUR/MWh) por esta; en cuanto de ser vendedor, debe de decidir cuánta energía puede ofrecer (volumen en MWh/h) y a qué precio hora a hora recibir (EUR/MWh). Estas órdenes solo pueden ser ingresadas a la plataforma hasta las 12:00 Center Europe Time (CET) para ser entregados al día siguiente, y a través de cual se calcula el Precio Spot horario del mercado a través del cruce de las curvas de precio de compra y venta hora a hora. Estas son el resultado de agregar las órdenes de compra para conformar la curva de demanda y de agregar las órdenes de venta para conforman la curva de oferta (Nord Pool, 2010).

Es por esto que esta forma de calcular el precio se llama subasta anónima de dos puntas, debido a que tanto los compradores como los vendedores ofertan por el mismo producto (energía eléctrica) pero no pueden ver las ofertas realizadas por su contraparte. La casación de ambas definirán sobre el resultado final del mercado.



Los agentes pueden incluso ingresar varias órdenes de entrada con diferentes precios y cantidades, y así construir una curva de oferta o demanda para cada hora.

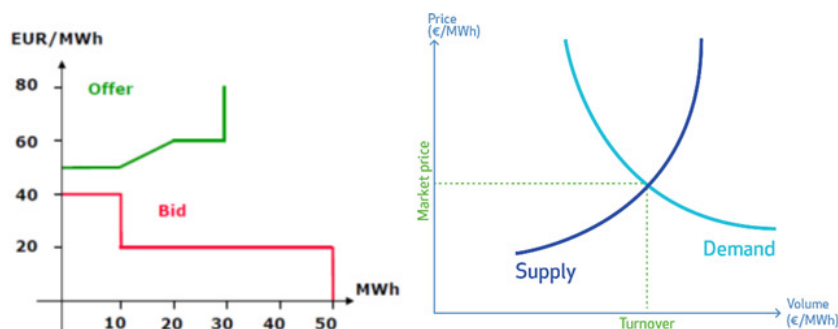


Figura 4. Curvas de ofertas enviada al Espot y Curvas de casación de la oferta y demanda. Fuente: (Nord Pool, 2010).

Todas estas órdenes ingresadas a la plataforma son procesadas en un sistema informático especializado quien realiza el cálculo del Precio Spot, basado en un algoritmo avanzado. Regularmente, se publica a todo el mercado el resultado del precio de cada hora del día siguiente, 42 minutos después del cierre de las ofertas. Al mismo momento, Nord Pool Spot, le informa a cada uno de los participantes y a los TSO's pertenecientes al mercado Nord Pool la cantidad de energía que deben ellos comprar o vender hora a hora para el siguiente día con un cierto margen para que realicen la planificación a largo plazo. Luego, las operaciones se liquidan y a partir de las 00:00 CET del día siguiente, los contratos de energía se entregan físicamente (es decir, que dicha energía es suministrada al comprador) hora a hora según los contratos acordados (Nord Pool, 2010).

Es importante aclarar que el Precio Spot calculado como se menciono anteriormente corresponde al precio común en el área nórdica cuando no existen "cuellos de botellas" en la red de transmisión. Debido a que estos existen, el área transaccional Nord Pool Spot se divide en Áreas de Oferta, las cuales son definidas por cada uno de los TSO de acuerdo a las limitaciones que tenga en sus sistemas de transmisión, y Nord Pool Spot calcula el precio para cada una de estas áreas de oferta en todo el sistema de intercambio. La exportación de energía desde el área de excedentes a las áreas deficitarias se refleja como una compra adicional en el área de excedentes, y una venta adicional en la zona deficitaria. Este tipo de cálculo, es con el cual se garantiza que ningún miembro del mercado se asigne privilegios sobre algún "cuello de botella", lo cual



es una característica importante de un mercado liberalizado. El cálculo de este tipo de precio se le llama subasta implícita, en la cual el aspecto de la capacidad de transmisión disponible entre dos áreas de oferta es utilizado para nivelar las diferencias entre los precios de las áreas que conforman este mercado tanto como sea posible (Nord Pool, 2010).

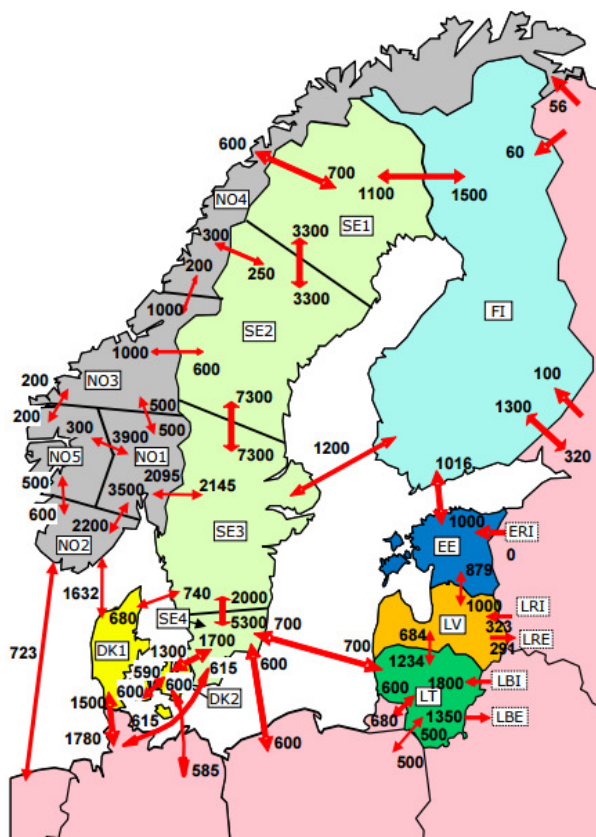


Figura 5. Valores máximos de Capacidad de Transferencia en la Red. Fuente: (Nord Pool, 2016c).

El Precio del Sistema es el precio de referencia en los países nórdicos para todas las transacciones de la mayoría de los contratos financieros, y las tarifas de transmisión están diseñados en gran medida de la misma manera en los cuatro países. (Amundsen & Bergman, 2006)

El éxito de esta región ha sido la asignación eficiente de la capacidad de transmisión y ser un MEM líquido, ya que al día de hoy, alrededor de tres cuartas partes del consumo (361 de 501 TWh) son transados en el mercado Day-ahead del Nord Pool Spot, principal



mercado que influyen en un alto porcentaje, la visión europea con respecto a tener un modelo eléctrico enfocado en el destino final, el cual favorece el comercio bilateral anónimo. (Keay et al., 2013).

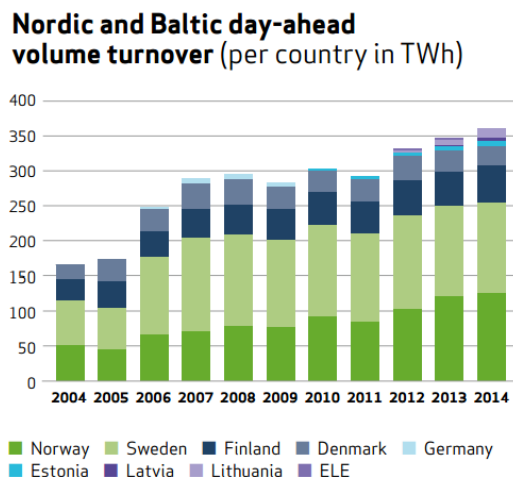


Figura 6. Volumen de transacciones del mercado Day-ahead en los países Nórdicos. Fuente: (Nord Pool, 2014).

Un precio de la energía fiable es la base esencial para un mercado financiero. Es imperativo que todos los participantes consideren que el precio del Day-ahead como el verdadero precio de mercado. Por razones obvias, sólo en este caso los participantes estarán interesados en hacer contratos financieros, con el precio del Day-ahead como referencia subyacente (Nord Pool, 2010).

Otro mecanismo utilizado para las transacciones de energía en Nord Pool es el mercado Intradiario (ver anexo) el cual participan los países nórdicos, bálticos, el Reino Unido y los mercados alemanes. El mercado intradiario complementa el mercado Day-ahead y ayuda a asegurar el equilibrio necesario entre la oferta y la demanda en el mercado de la energía para el norte de Europa.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, en que la mayor parte del volumen de energía es transado en el Day-ahead, situaciones desafortunadas (fallas técnicas en las máquinas de generación, cambios climatológicos, entre otros) se les pueden presentar a los productores de energía entre el momento del cierre del mercado Day-ahead (a las 12:00 CET del día anterior al de operación) y el día siguiente de entrega de energía, ocasionándoles un desequilibrio entre la oferta y la demanda. Por tal razón se creó el



mercado intradiario, para que tanto compradores como vendedores puedan volver a negociar casi en tiempo real en un mercado continuo. Las capacidades disponibles para transar en este mecanismo para todas las horas del siguiente día son publicadas a las 14:00 CET, y el intercambio comercial se ejecuta durante todo el día una hora antes de cada entrega. Los precios se acuerda conforme con el cruce de la primera oferta del precio de compra más alto con el precio de venta más bajo.

Este mecanismo ha tenido una alta relevancia en este mercado, gracias a la alta inversión e instalación de energías renovables en la red de transmisión en el norte de Europa, tales como la eólica (cuenta con un comportamiento difícil de predecir debido a la naturaleza de los vientos), causando los desequilibrios entre los contratos pactados en el Day-ahead y el volumen producido por este tipo de tecnología y que a través de este mecanismo, los agentes compradores se sienten altamente cubiertos (Nord Pool, 2016).

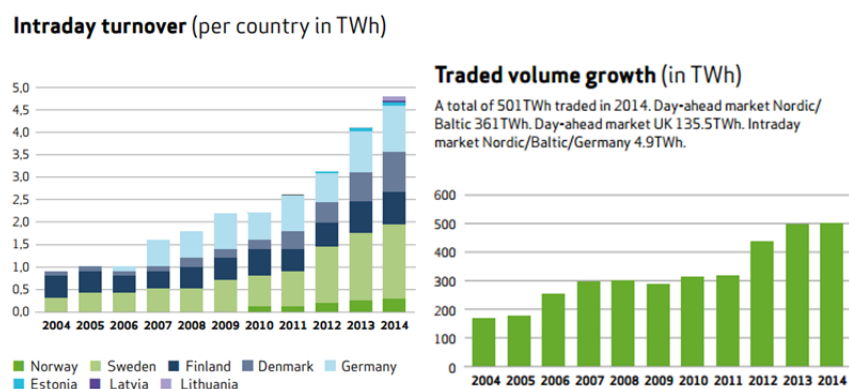


Figura 7. Volumen de transacciones del mercado Intradiario y Total transado en Nord Pool. Fuente: (Nord Pool, 2014).

Entre las 14:00 y 15:00 CET, las transacciones son facturadas entre los compradores y vendedores de ambos mecanismos (Day-ahead e Intradiario) (Nord Pool, 2016).

Como última alternativa, Nord Pool también cuenta con la operación del mercado financiero de electricidad, en donde no se transfiere ni un solo kWh, solo se intercambia dinero y en el que tanto los generadores como los grandes compradores pueden acceder para cubrirse de la volatilidad de los Precios del Sistema y así gestionar sus riesgos. Todos los tipos de contratos (largo plazo, futuros y opciones) son gestionados a través de una cámara central de compensación, quien posteriormente de acuerdo al resultado de cada transacción, garantiza que la cantidad de dinero sea efectivamente transferida entre



las partes de la negociación, incluso si una de las partes no puede cumplir con sus obligaciones. Todas estas transacciones son realizadas en la plataforma electrónica Nasdaq.

3.2 Gran Bretaña (APX Power spot exchange y N2EX day-ahead market)

El primer enfoque de la liberalización y reorganización de la industria para el suministro de energía fue el modelo del Reino Unido. La reforma del mercado de la electricidad británica ha sido la más estudiada del mundo y es considerada como el ejemplo que otros países deberían seguir con el fin de lograr la plena liberalización hecho que es perseguido por los países Europeos en los últimos 25 años. Además, éste modelo es considerado como la inspiración que subyace a las directivas de la comisión Europea.

Desde sus inicios, el diseño inicial del mercado de Inglaterra y Gales ha pasado por varias etapas desde el año 1990. Su modelo inicial era el estándar de todos los países, en donde prevalecía un régimen monopólico de franquicias integradas verticalmente por la propiedad pública, y en donde la expansión en generación y transmisión estaba sujeta al plan de expansión dictado por la política energética del gobierno de turno. En 1990 se da paso a la creación del Modelo de Mercado Pool (Bolsa), el cual consiste en un mercado diario de electricidad en el que se determinaba por orden de mérito el Precio de Bolsa. Esta funcionaba como una subasta obligatoria en donde se tomaba el último precio del cruce de la oferta versus la demanda (siendo esta última un valor no firme), la disponibilidad de las plantas y las restricciones en la red. Con la creación de este modelo, se requirió la desagregación de la generación y la transmisión, la división de empresas generación en varias empresas, y la creación de un Mercado Mayorista. The Central Electricity Generation Board (CEGB), fue disuelta en cuatro compañías, entre las cuales se encontraban la National Grid (Operador del Sistema de Transmisión), quien paso a programar la operación de la transmisión de energía eléctrica y a despachar el Mercado Eléctrico. Adicionalmente, al ingresar la competencia en el suministro de energía también se viabilizó en la demanda. Al inicio de la privatización del mercado, fueron liberalizados cinco mil consumidores con un consumo mayor a un megavatio para que realizaran contratos con cualquier agente que tuviera acceso a la Bolsa del Mercado MEM (Woodrow & Bradshaw, 2006).



En el año 2001, luego de la revisión por parte de consultores industriales y publicados en el informe Pool Review se abolió el modelo de mercado Pool y entra en rigor el 27 de marzo de 2001 el Nuevo Régimen de Comercio de Electricidad (NETA), el cual se extendió a Escocia a través del Tratado Británico de Comercio y Transmisión en el 2005, y continúa evolucionando a medida que las nuevas reglas son discutidas y aceptadas. Este modelo se basa en los mecanismos de Balances, permitiéndole al regulador the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM) realizar modificaciones más efectivas. Al desaparecer la Bolsa, la electricidad es transada por los agentes a través de cuatro diferentes mercados en donde actúan voluntariamente y pueden superponer varios de estos mecanismos interdependientes, ya que operan en diferentes escalas de tiempo. El mercado de contratos bilaterales cubren el mediano y largo plazo con esquemas de contratación a varios años, mientras que los mercados a corto plazo (que veremos a continuación) ofrecen contratos típicos de carga base y horas pico únicamente por periodos horarios. (Cui, 2010)

Actualmente, APX Power Exchange es el Mercado Eléctrico Integrador de los mercados de corto plazo de Gran Bretaña, Países Bajos y Bélgica; y es a través de él (actuando como Cámara de Riesgo) que se pueden realizar transacciones de energía de los cuatro mecanismos.

El primer mecanismo es el Mercado de contratos bilaterales OTC los cuales son registrados a través de la plataforma de EuroLight y no requieren acuerdos de créditos individuales entre las partes para llevar a cabo la negociación ya que se cuenta con la garantía existente ante APX al momento de ingresar al mercado. La negociación era ingresada al sistema antes de las 24 horas de la hora de cierre, pero a partir de 2002, es de una hora antes de su ejecución (Woodrow & Bradshaw, 2006), por una de las partes y confirmada por la contraparte. Esto les permite a las partes, ajustar su cartera de contratos para que coincida con sus posiciones físicas. Luego, APX envía notificación al Mercado de Balance (operado por National Grid Company y ELXON) y somete a compensación y liquidación la negociación. (APX Holding B.V., 2014). Este mercado es la piedra angular del mercado spot de Gran Bretaña y es utilizado por los agentes las 24 horas de los siete días de la semana con el fin de compensar los desequilibrios presentados

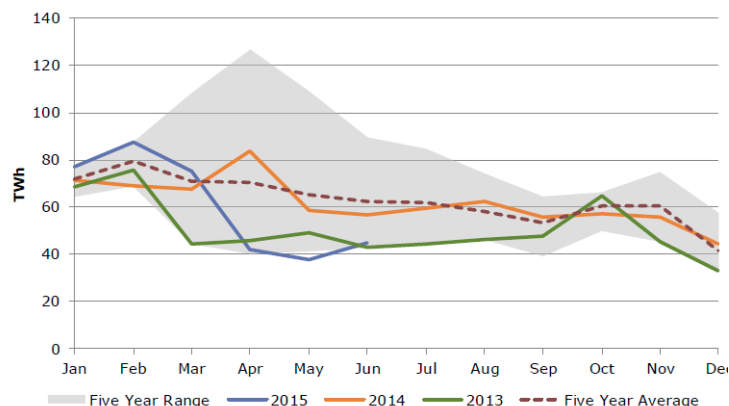


Figura 8. Total transado en OTC por semestre Fuente: (OFGEM, 2015).

El segundo y el tercer mecanismo se encuentran integrados dentro del Mercado APX Power UK, en el cual se garantiza un intercambio comercial de compensación y notificación de manera anónima para el mercado spot con contratos de entrega rápida, resultado de los mercados Day-ahead e Intradiario (APX Holding B.V., 2014).

El APX Power UK auction es la Subasta del Day-Ahead. Esta subasta se basa en el envío anónimo de ordenes por parte de los agentes para la operación del día siguiente, y posteriormente calcular el Precio del Mercado para cada hora del día siguiente a través del cruce de la curva de la oferta versus la demanda. Luego de emparejar las ofertas, APX envía los resultados a los miembros que participaron en el despacho. El tipo de subasta utilizada es la de doble punta, la misma que se utiliza en el mercado Nord Pool y que fue analizada anteriormente. El precio calculado es usado como precio de referencia para todo el mercado (Stridbaek, 2006).

A las 11:00 (hora local de Gran Bretaña) del día anterior a la entrega de la energía, el mercado se cierra; y los resultados son publicados 42 minutos después, siempre y cuando no existan impedimentos en el cálculo. También existe la subasta de UK Half Hour Day-ahead 15:30 (subasta del Day-ahead de Media Hora), la cual contempla la misma metodología de la subasta APX Power UK auction, pero tiene como hora de cierre a las 15:30 (hora local de Gran Bretaña). En esta se transa en por periodos de media hora (APX Holding B.V., 2014).



A cada hora o media hora, (dependiendo del tipo de subasta) son transados en lotes de 0.1 MW (100 kW) o en múltiplos de este valor bloques de energía. El precio mínimo de estos bloques en el Mercado del Day-ahead es € -500 / MWh y el máximo de € 3000 / MWh; en el mercado de Half Hour Day-ahead el precio mínimo es de GBP-500/MWh y el máximo de GBP3000/MWh. En el año de 2014, se negociaron alrededor de 11.6 TWh en total en la subasta de UK Day-Ahead (APX Holding B.V., 2014).

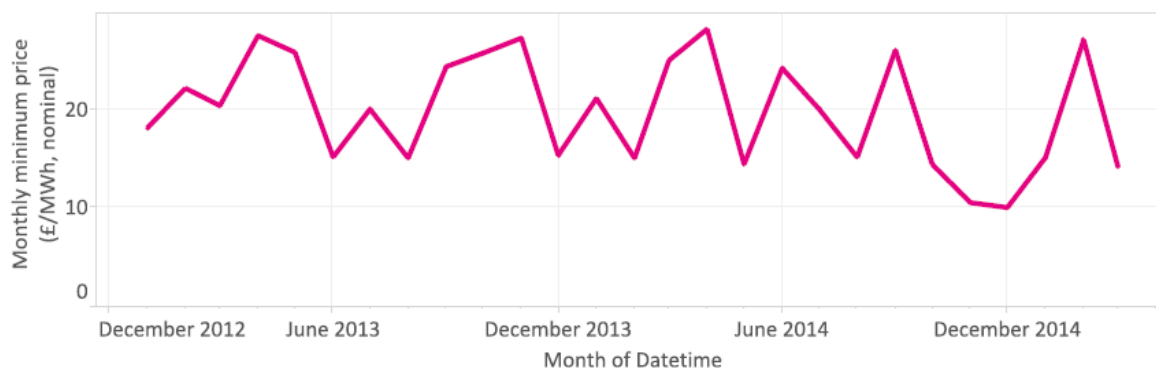


Figura 9. Precios mínimo mensual del mercado de N2EX day-ahead (D. Sinclair, M. Turner, 2015)

Hasta la fecha no se han producido incidentes de precios negativos en el Mercado de Day-ahead N2EX, de acuerdo con la gráfica anterior. Entre diciembre de 2012 y principios de 2015 estuvieron con valores entre 15-25 £ / MWh.

El mercado N2EX es otro mercado de Day-ahead que es administrado directamente por Nord Pool. Los agentes pueden decidir si realizan sus ofertas en el Mercado de APX Exchange o en el Mercado N2EX Nord Pool, los cuales son equivalentes al ser ambos un Mercado del Day-ahead (D. Sinclair, M. Turner, 2015).

En este tipo de mecanismo pueden entrar a participar como compradores o vendedores las empresas de producción y distribución, grandes consumidores, usuarios finales industriales y traders.

El cuarto mecanismo es el Elbas Intraday Trading System en el que tanto el Mercado APX Exchange como el Nord Pool pueden participar, y fue analizado anteriormente. En el año de 2014, se negociaron alrededor de 14.5 TWh en total en el Elbas Intraday.



Figura 10. Precios mínimo mensual del mercado Intradiario de APX Power UK (D. Sinclair, M. Turner, 2015)

En diciembre de 2014, los precios del mercado intradiario cayeron a un mínimo de 2,2 £ / MWh durante un período de producción particularmente fuerte de viento. A medida en que se va aumentando la capacidad instalada de generación renovable, existe la posibilidad de que los precios de este mercado tiendan a ser negativos (APX Holding B.V., 2014).

Como se mencionó anteriormente, todos los productos dentro de APX Power UK son estandarizados para la compra o venta de energía. APX actúa como contraparte para cada una de los mecanismos mencionados. Las plataformas de EuroLight y Elbas Intradiary Trading System, son los lugares donde los agentes del mercado pueden realizar cualquier tipo de las mencionadas transacciones.

Al momento de cierre de todos los mecanismo anteriormente mencionados, las partes tuvieron que anunciar sus Final Physical Notifications (FPNs) ante el Operador del sistema (The National Grid). El Operador del Sistema acepta todas las ofertas de compra y venta a fin de ingresarlas en el Balancing Market (BM) para realizar los cobros a los agentes que se encuentren en desequilibrio. (Woodrow & Bradshaw, 2006)

Adicionalmente a estos mercados, Gran Bretaña cuenta con un Mercado de Futuros en donde se negocian contratos financieros a través de la plataforma electrónica Intercontinental Exchange (ICE) (European Commission, 2014).

El siguiente gráfico nos muestra que el Mercado del Day-ahead es el dominante (sin contar las transacciones de contratos OTC) y que a partir de 2012 tuvo un incremento en las transacciones del Día Siguiente en el Mercado N2EX.

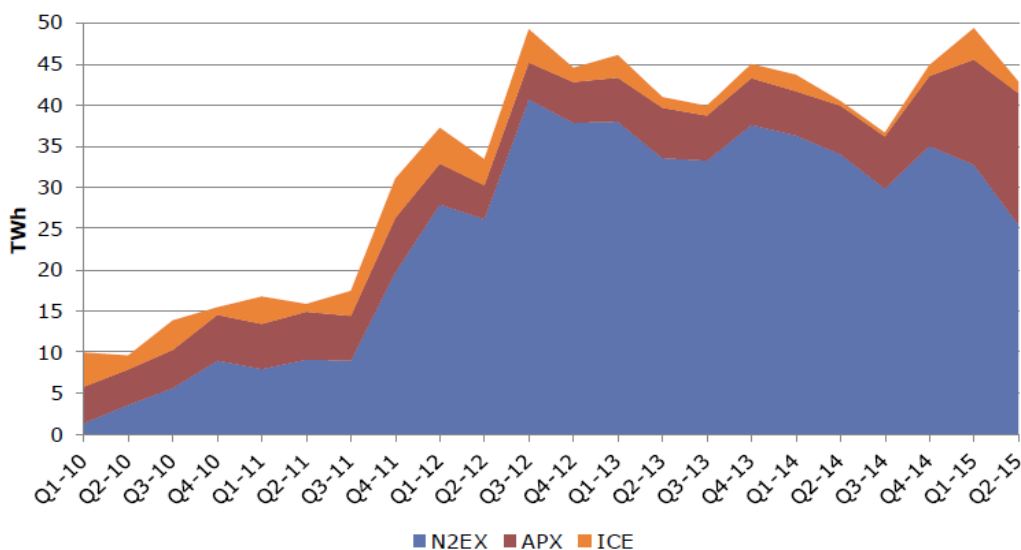


Figura 11. Volumen de transacciones en Mercados Day-ahead e Intradiarios. Fuente: (OFGEM, 2015).

3.3 PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection)

A diferencia de los Mercados anteriormente mencionados, en el año de 1987 la industria eléctrica en los Estados Unidos estaba integrada verticalmente y pertenecían en gran proporción al sector privado. La Ley Federal de 1935 le había otorgado la máxima autoridad a los Estados. Pero la The Public Utility Holding Company Act of 1935 (PUHCA), limitó la posibilidad de que cualquier Empresa de Servicios Públicos (E.S.P.) realizará negocios de fusiones y adquisiciones en otros Estados. A nivel Federal, es The Federal Energy Regulatory Commission (FERC) quien tenía autoridad sólo sobre cuestiones sobre el Mercado Mayorista (Stridbaek, 2006).

Pero en 1992, gracias a la Ley de Política Energética, la FERC ordenó el acceso abierto al Mercado de Energía Mayoristas entre las E.S.P. a través de las fronteras Estatales, permitiendo dar el primer paso importante en búsqueda de un Mercado más competitivo. Razón por la cual PJM comenzó a transformarse a partir de 1993 en una empresa independiente, impulsando la formación de la asociación de PJM, quien administraría el Mercado de Energía de los Estados de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (Woodrow & Bradshaw, 2006).

En el año de 1997 PJM se convirtió en una organización totalmente independiente gracias al marco legal llamado Orden 888 y a las intenciones enmarcadas en la propuesta por la



FERC, en las que se enmarcaban principalmente: la separación funcional del negocio de la transmisión de energía eléctrica del negocio de la comercialización, los transmisores debían presentar tarifas de transmisión sin discriminación para acceder libremente a la red y directrices bajo las cuales los Independent System Operator (ISOs) estarían sujetos a la jurisdicción de la FERC (Stridbaek, 2006).

Por último, luego de varias propuestas realizadas por la FERC y sus contradictores, se publica en julio la Ley de Energía de 2005, la cual le da potestad total a la FERC de ser la autoridad en materia de seguridad del sistema, el ente aprobador de la nueva infraestructura de transmisión; y el monitoreo y el cumplimiento del comportamiento competitivo de los MEMs; teniendo en cuenta que esta Ley no es obligatoria para todos los Estados (Stridbaek, 2006).

PJM fue el primer ISO (1997) en los Estados Unidos de acuerdo con la Orden 888, comenzando con un Mercado Spot y siendo el responsable del funcionamiento seguro y fiable del sistema de transmisión a través de sus áreas de control. En el año de 2002, se convirtió en una Regional Transmission Organization (RTO) (Woodrow & Bradshaw, 2006).

El costo del transporte de energía eléctrica en el mercado PJM se calcula de acuerdo a un sistema de Precios Nodales. Esto significa que para cada cuello de botella que se presente en la red de transmisión este se convierte en un nodo con un precio independiente. Aún así, cuando las redes se encuentran muy congestionadas es necesario optar por utilizar los recursos de generación que se encuentran por fuera de mérito, causando así que PJM despache estos recursos y que los usuarios terminen pagando el sobre costo que esto implica (Woodrow & Bradshaw, 2006).

PJM, cuenta con dos mercados en donde se transa la energía: el Mercado del Day-ahead el cual utiliza la misma metodología horaria al Mercado de Nord Pool y APX Exchange, y es complementada con la oferta que realizan los transmisores para gestionar las congestiones presentadas en la red; y el Mercado de Real-Time Balancing (ver anexo) en donde el precio de equilibrio es calculado cada 5 minutos de acuerdo de lo que va sucediendo con la operación del sistema eléctrico. Este último, actúa como un mercado de ajuste en operaciones de tiempo real, en el cual los generadores pertenecientes a PJM



y la Demanda que se encuentren disponibles, pero que no fueron seleccionadas en el programa del mercado del Day-ahead, pueden alterar sus ofertas para ser utilizadas en este mercado. Éste mercado se activa desde el momento en que se publican los resultados de la subasta del Day-ahead hasta las 14:15 hora local, considerando el Periodo de Re-declaración (PJM, 2016a)

La línea de tiempo para ofertar en el mercado del Day-ahead consisten en lo siguiente: A las 10:30 hora local, se presenta el cierre del mercado. Todas las ofertas de compra y venta debieron ser enviadas antes de esta hora a la plataforma de PJM. El software de PJM comienza a cruzar por medio de optimización la oferta y la demanda y determina los compromisos de entrega hora a hora por los recursos disponibles y así obtiene el menor costo de operación. Adicionalmente, este análisis contempla todas las transacciones bilaterales y las ofertas de recursos externos al mercado Day-ahead de PJM. Entre las 10:30 y 13:30 hora local, se publica el resultado en el sistema eMKT. Desde 13:30 y 14:15 hora local, se abre el periodo de oferta del mercado de balances. En este tiempo, los participantes pueden presentar ofertas de los recursos que no fueron seleccionados en la primera instancia. A las 14:15 hora local, se cierra el mercado de balances. PJM realiza la segunda asignación de recursos teniendo en cuenta los cambios recientes en el mercado de balance (PJM, 2016b).

Los compradores y vendedores deben enviar hora a hora la cantidad y el precio que está dispuesto a comprar o vender para el siguiente día en el mercado del Day-ahead. Esta oferta debe contener el valor en MW y el lugar a ser entregada. Estas cantidades no deben exceder (excepto recursos de generación) los 2.000 USD/MWh. (PJM, 2016b)

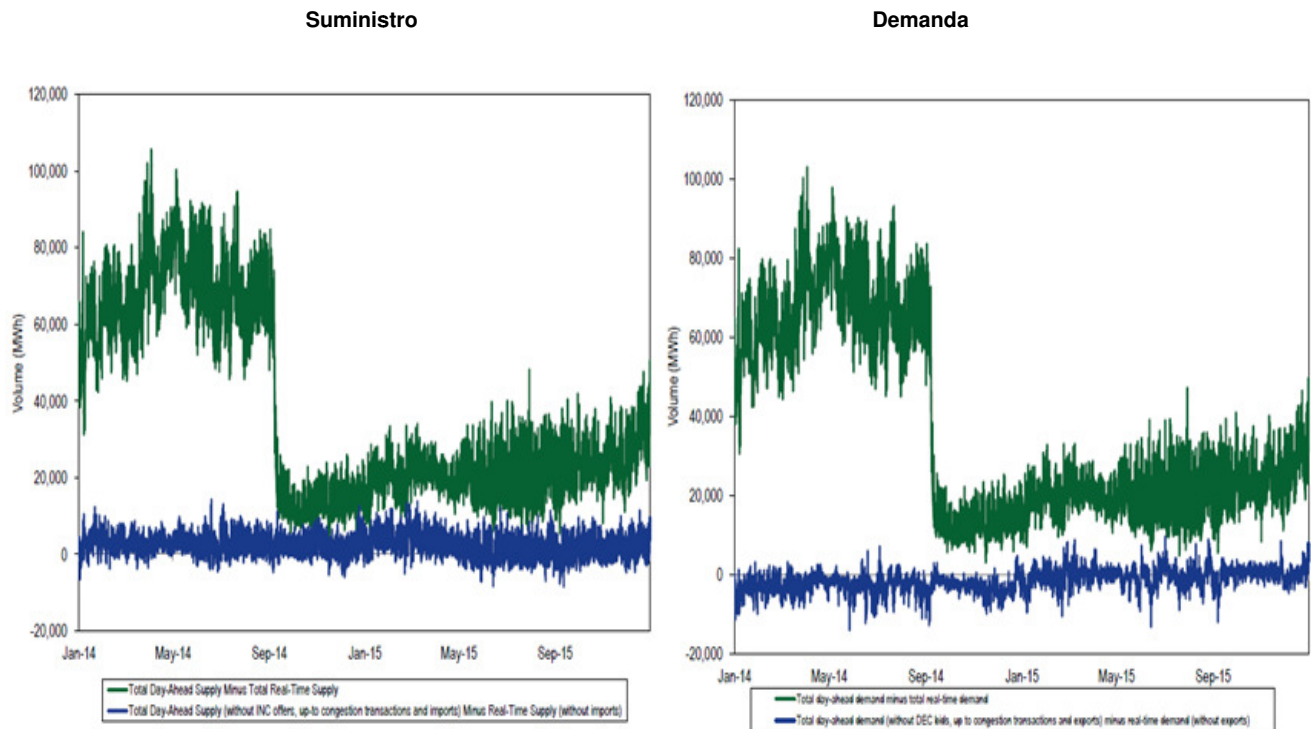


Figura 12. Diferencia entre el Suministro y Demanda del Day-ahead y el Real-Time de (Promedio del volumen diario de los años 2014 y 2015). Fuente: (PJM, 2016a).

También existen las Virtual Transactions (VT) en donde se llevan a cabo únicamente las transacciones financieras en los mercados de energía PJM. Este es bastante semejante a otros mercados eléctricos de derivados y comparten elementos básicos comunes tales como Futuros o plataformas electrónicas como ICE, New York Mercantile Exchange (NYMEX) y Nodal Exchange. Estas transacciones toman posiciones financieras en el mercado del Day-ahead, sin la intención de suministrar energía física en el mercado de Real-Time (PJM, 2015b).

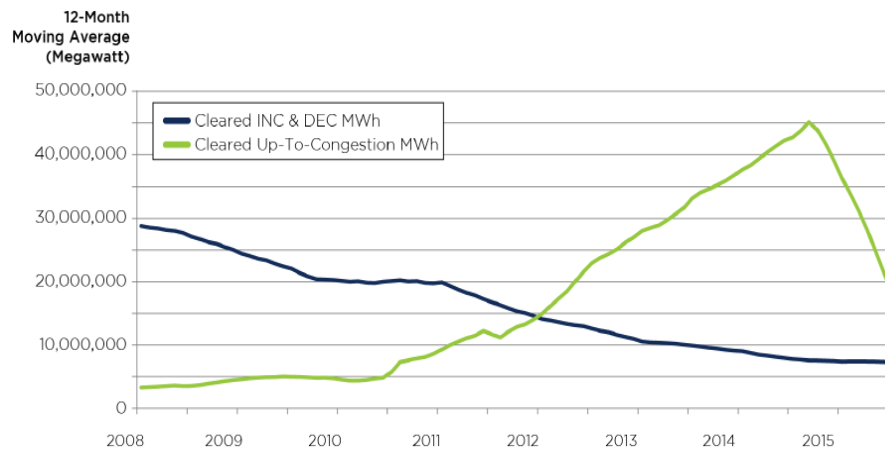


Figura 13. Promedio mensual de las transacciones virtuales en PJM. Fuente: (PJM, 2015b).

Obtenida la información más importante para cada uno de los tres mercados se concluye que:

- Los tres mercados mencionados, han tenido diferentes cambios de manera dinámica en la estructura del MEM, con el fin de obtener siempre los mejores resultados en todas las medidas con las que se define tener un mercado correctamente estructurado.
- Los tres mercados mencionados se asemejan en los mecanismos utilizados para la atención de la demanda: Day-ahead, Intradiario o Real Time, OTC, entre otros.

Teniendo como base estos mercados internacionales, se analizará lo dispuesto por la CREG a través de una nueva propuesta de resolución que tiene como fin cambiar el mecanismo actual de los contratos OTC por el de un tipo de subasta. Esta propuesta se analiza a continuación.



Capítulo 4: Propuesta regulatoria: Resolución CREG 117 de 2013

En el año del 2013, la CREG expidió la Resolución 117 que es la modificación de las Resoluciones CREG 023 y 069 de 2009 y 090 de 2011: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG *“Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”* (CREG, 2013).

Esta resolución tiene como objetivo principal modificar el esquema actual de contratación bilateral de contratos de largo plazo con el que cuenta actualmente el Mercado de Energía Mayorista Colombiano para la atención de los usuarios Regulados (obligatoria) y usuarios No Regulados (opcional) a través de la creación de los siguientes esquemas: subastas centralizadas de tipo reloj descendente o de sobre cerrado (criterio seleccionado por la CREG) y un Mercado Secundario del MOR.

Las subastas se realizarían mínimo dos veces al año correspondientes a un año de asignación para el mercado Regulado. Para el mercado No Regulado, solo se presentan en caso de existir compradores y ofertantes. Estas subastas utilizarían como insumo las proyecciones de demanda Regulada que son enviadas por los agentes al ASIC el catorceavo día hábil de los meses de febrero, junio y octubre para los siguientes seis años. El ASIC, sumaría todas las proyecciones enviadas por los agentes y las acotaría con las tasas de crecimiento vigentes o históricas publicadas por la UPME con el fin de calcular el valor de la Proyección de Demanda Regulada Verificada a ser utilizada en el MOR. Para la demanda No Regulada, los comercializadores interesados en participar como compradores voluntarios en la subasta del MOR, deberán enviar al ASIC su función de demanda No Regulada de acuerdo a los plazos estipulados en la resolución que se emita en cada convocatoria. La sumatoria de las solicitudes enviadas por los agentes, será la Proyección de Demanda No Regulada a utilizar en el MOR.

Para cada mercado existen diferentes productos de compra o venta a ser utilizados por los agentes en las subastas MOR. El mercado Regulado cuenta con Obligaciones del Vendedor para el Mercado Regulado (OVEREGs) que son equivalentes a 1MWh-Día,



distribuido en diferentes curvas de cantidades dependiendo del tipo de día para cada una de las horas de cada uno de los días del año. El mercado No regulado cuenta con Obligaciones del Vendedor para el Mercado No Regulado (OVENORs) y Obligaciones del Comprador para el Mercado No Regulado (OCONORs) que son equivalentes a 0.96MWh-Día distribuidos en cantidades uniformes para cada una de las horas de cada uno de los días del año.

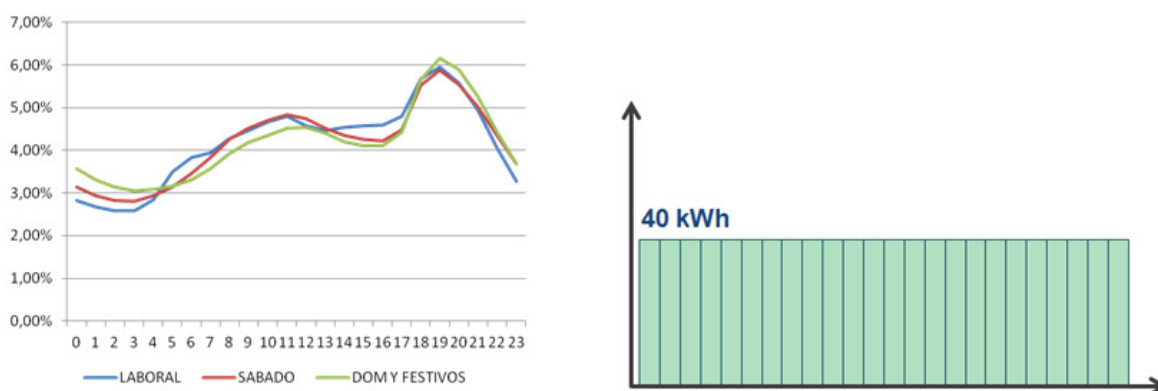


Figura 14. Curva de carga OVEREG y. Curva de carga OVENOR y OCONOR. Fuente: (XM, 2013)

"La subasta asigna las obligaciones de compra y venta de los productos anuales en el MOR. Cada producto anual se segmenta en obligaciones mensuales denominadas OVEREG, OVENOR, y OCONOR, según se trate de Compradores o Vendedores, y si es el producto Regulado o No Regulado, conforme a la definición de las mismas." (CREG, 2013).

Para estas subastas MOR en atención de los usuarios Regulados, los compradores (Comercializadores) actuarán de manera pasiva y obligatoria; y los vendedores (Generadores y Comercializadores) podrían participar de manera voluntaria. En el caso en atención de los usuarios No Regulados, tanto los compradores como los vendedores (Generadores y Comercializadores) podrían actuar de manera voluntaria. Por lo tanto el comportamiento del cruce de las curvas entre la demanda y la oferta presentada en las subastas se presentaría de la siguiente manera:

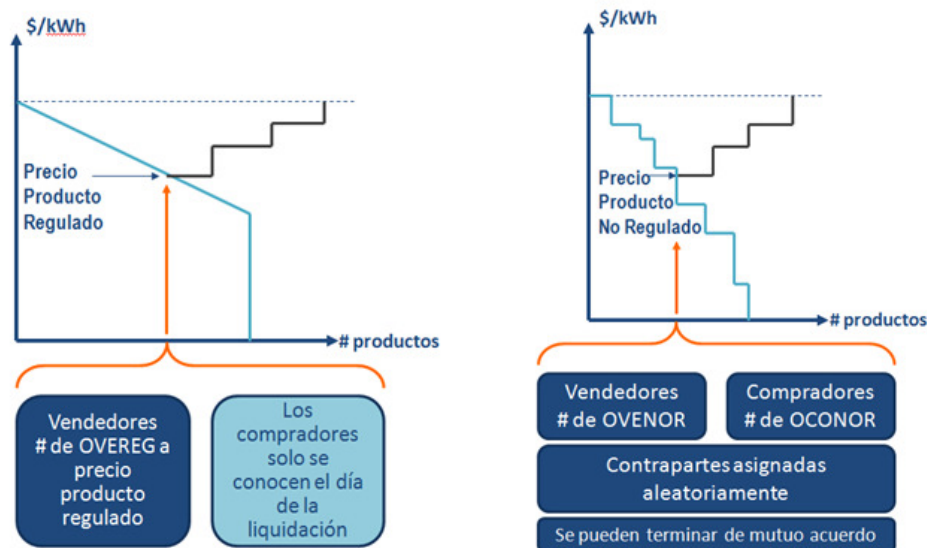


Figura 15. Cruce de Oferta vs Demanda. Mercado Regulado. Cruce de Oferta vs Demanda. Mercado No Regulado.
Fuente (XM,2013)

Por lo tanto, la subasta propuesta por la CREG se comportaría como un mecanismo de único comprador, en donde los comercializadores se les asignaría contratos que son equivalentes al total de la Proyección de Demanda. Esta subasta se realizaría de manera centralizada por el operador del mercado, actualmente administrado por XM.

En caso en que un comprador quede con faltantes o excedentes de energía para la atención de sus obligaciones, deberá comprar o vender, respetivamente, esta energía en la Bolsa de energía.

El Mercado Secundario MOR, constaría de contratos bilaterales estandarizados con asignaciones mensuales en donde los agentes ceden sus obligaciones de OVEREG, OVENOR u OCONOR.

Por lo tanto, esta propuesta regulatoria es la primera intensión de la CREG por modificar uno de los mecanismos que actualmente cuenta el MEM que es el de los contratos OTC pero que hasta la fecha, no ha sido ejecutado como solución a la competencia y liquidez. Sin embargo, aún cuenta con aspectos que podrían contemplarse de otra manera según las comparaciones que se describen a continuación.



Capítulo 5: Comparación de modelos

A continuación, se identifican las principales diferencias encontradas entre el modelo que se utiliza actualmente para la atención de los usuarios Regulados con la propuesta regulatoria: Resolución CREG 117 de 2013 y los modelos utilizados en los mercados internacionales de NordPool, Gran Bretaña y PJM.

5.1 Despacho económico Colombiano versus Mercados de Day-ahead, Intradiario y de Tiempo Real

El actual modelo de despacho económico Colombiano (Mercado Pool) consiste en realizar todos los días una subasta de una sola punta con el propósito de atender de todos los usuarios que estén conectados al SIN, de acuerdo con lo mencionado en el capítulo 2. La demanda se comporta pasivamente en la formación del precio, es decir es inelástica.

Gran Bretaña en el año 1990 implementó este modelo, siendo uno de los primeros mercados de liberalizados a nivel mundial. Pero, al analizar que éste tenía una alta concentración y poca competencia durante los 11 años que tuvo de existencia (Stridbaek, 2006), decidieron reemplazar el modelo del Pool. Es así como en el año 2001 implementaron el primer mercado anónimo, integrado por una cámara de compensación del riesgo y una plataforma electrónica para realizar transacciones del mercado Day-ahead y del mercado Intradiario (Tiempo Real en PJM); ambos también utilizados por Nord Pool y PJM.

Los mercados Day-ahead e Intradiarios consisten en subastas anónimas de doble punta para determinar las cantidades de compra y venta a través de contratos con entregas físicas de energía. El Precio del Mercado es determinado para: el mercado del Day-ahead de acuerdo a las asignaciones de compra/venta que se lleven a cabo, la proyección de demanda del día siguiente y a las restricciones presentadas en la red de transmisión y las centrales eléctricas de generación. Una de las ventajas de un mercado Day-ahead está en que los agentes que no cuenten con los recursos necesarios para ofertar, pueden hacerle seguimiento a éste las 24 horas del día, los siete días de la semana para tomar una decisión a corto o mediano plazo con respecto a su posición en el mercado. Estas



medidas contribuyen con la liquidez, competencia y flexibilidad del MEM. (Stridbaek, 2006).

En caso de requerirse algún ajuste cercano al momento de la entrega de energía en las cantidades ofertadas realizadas en el mercado del Day-ahead, los agentes podrán hacerlas en el mercado Intradiario. En Colombia, el re-despacho aplica como un mecanismo de ajuste al programa de generación de las plantas pero no como un mercado en donde puedan actuar los compradores y los vendedores.

El Mercado en Tiempo Real utilizado en PJM, es un mercado de ajuste igual como el Intradiario, y que le debe este nombre, gracias a que se puede ofertar hasta justo cinco minutos antes de que la entrega de energía se haga efectiva.

5.2 Contratos bilaterales de largo plazo Colombiano versus Contratos bilaterales estandarizados y propuesta de Resolución CREG 117 de 2013

El actual modelo de contratos bilaterales de largo plazo con el que cuenta el MEM de Colombia se fundamenta en registrarlos ante XM con el fin de que los agentes puedan cubrir su exposición en Bolsa. Estos contratos son pactados libremente (no estandarizados) entre los agentes Comercializadores y Generadores en los plazos regulados por la Resolución CREG 024 de 1995 modificada por Resolución CREG 117 de 2011, ocasionando la inexistencia de un Mercado Secundario y poca liquidez en los mercados Regulados y No Regulados, tal como se muestra en la Figura 16.

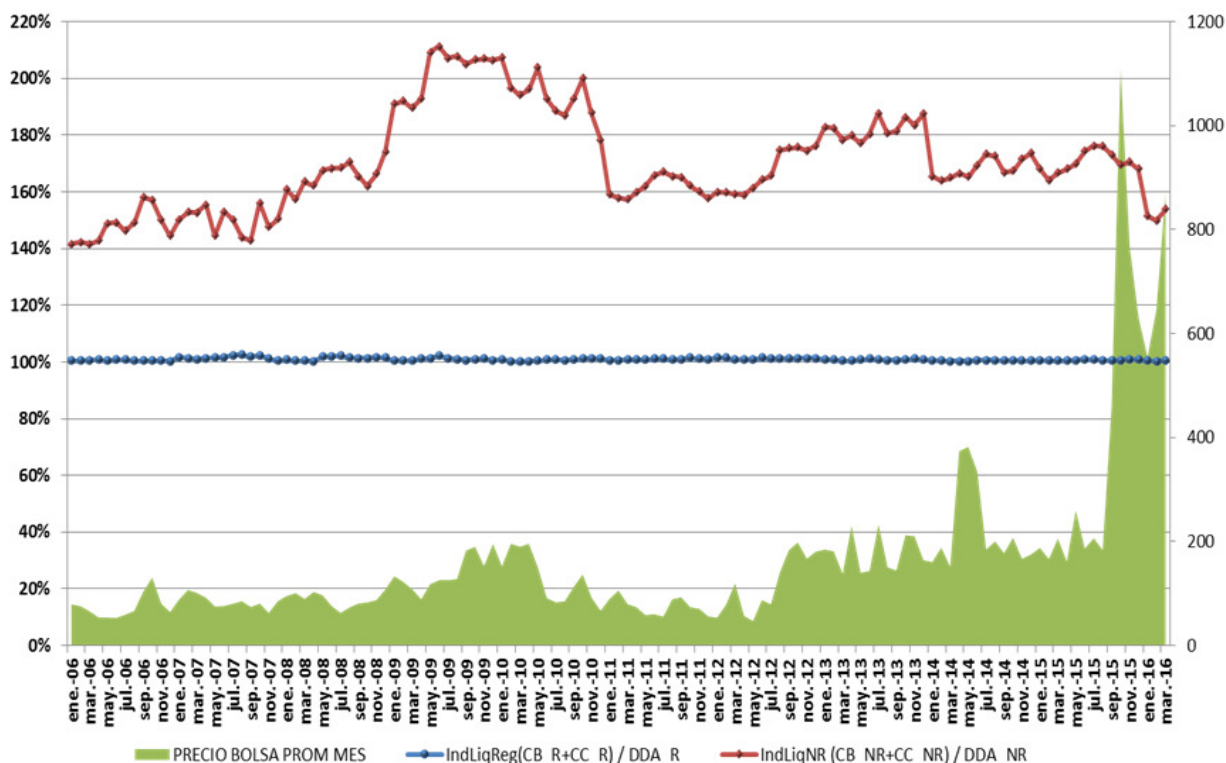


Figura 16. Índice Liquidez Mercado Regulado y No Regulado. Fuente: (XM,2016b)

Aunque en la propuesta de la Resolución CREG 117 de 2013 se contemple la incursión de un Mercado Secundario en donde se pueda ceder las obligaciones de manera directa por parte de los agentes, este tipo de obligaciones adquiridas continúan enfocadas en compensar el riesgo en Bolsa y no el despacho físico, ya que existe desconocimiento de la cantidad de energía a comprar por parte de cada uno de los comercializadores antes de efectuar la liquidación del Mercado.

Además, la discriminación y dispersión de precios por tipo de mercado observada en la Figura 2, es generada por la falta de competencia existente en el mecanismo de contratos de largo plazo que actualmente se tiene en el MEM. En la propuesta de la Resolución CREG 117 de 2013, la actuación de un único comprador como representante de todos los comercializadores y los generadores de manera voluntaria en este tipo de subasta (reloj descendente), no garantizaría tener ofertas a precios eficiente por parte de quienes venden y permanecería la distorsión en los precios por tipo de mercado. Caso contrario en los Mercados de Energía Mayoristas de Nord Pool, Gran Bretaña y PJM donde no



existe la discriminación por tipo de demanda en la asignación de precios de compra en los MEM. Todas las transacciones son realizadas en actuación de la demanda total del sistema.

En estos mercados internacionales, los contratos de largo plazo son estandarizados y pueden ser pactados a través de un mercado anónimo que facilite la transacción o directamente acordado entre las partes y registrados ante la respectiva cámara de riesgo. En Nord Pool, Gran Bretaña o PJM, los agentes luego de registrar los contratos deben informarle al operador de cada MEM el cubrimiento adquirido o entregado para que posteriormente, éste realice el balance de todo su portafolio en el MEM.

En la Figura 17 se visualiza cuantas veces es transada la misma energía en el mercado del Reino Unido, agregada por: contratos OTC, el Day-ahead y el Intradía, versus el volumen real de energía generado. Además, la cantidad de veces que fue transada en estos mecanismos, un mismo recurso de generación antes de que realizara la entrega física de la energía.

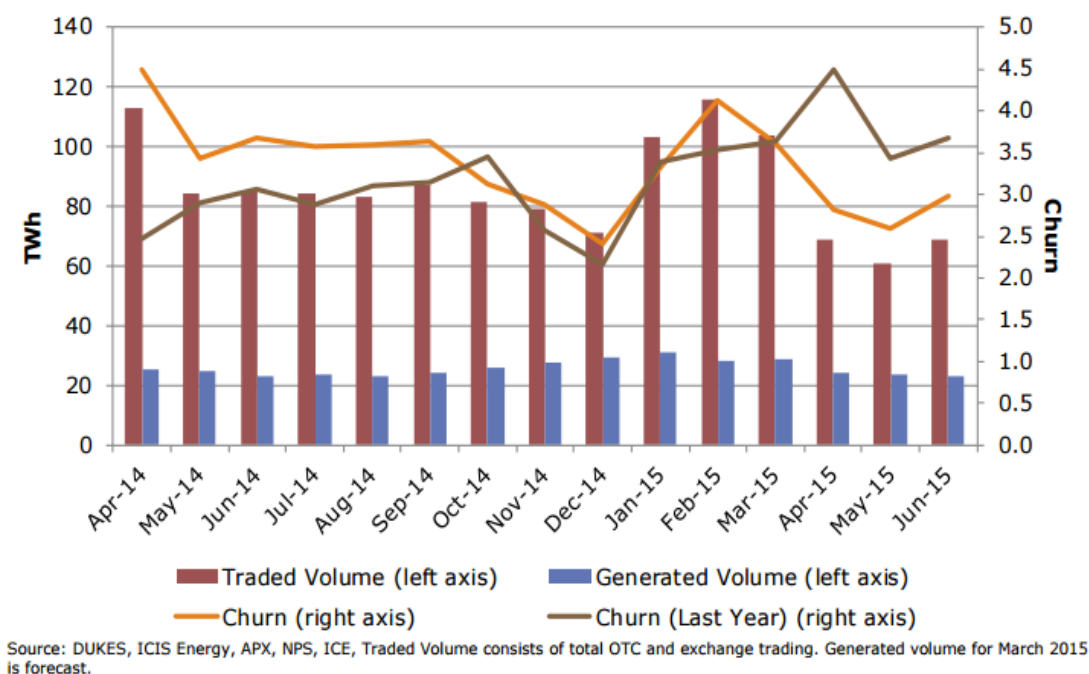


Figura 17. Liquidez del Mercado Mayorista de Gran Bretaña. Fuente: (Ofgem, 2015).



En el peor escenario (mayo de 2015) el porcentaje de liquidez fue alrededor de 300% y en el mejor escenario (enero de 2015) el porcentaje de liquidez fue alrededor de 500% (Ofgem, 2015).

En el caso de la propuesta de subastas MOR, la ejecución de mínimo dos subastas en el año limita a tener un mercado activo que garantice un número alto en transacciones, afectando directamente el índice de liquidez.

5.3 Derivex versus Mercado de Derivados internacionales

Como se mencionó en el capítulo 2, Derivex es un mercado de derivados netamente Colombiano, que fue concebido pensando en los mercados de derivados existentes a nivel internacional pero que al día de hoy, no cuenta con un gran número de transacciones (Derivex, 2016a).

Derivex fue concebido con el fin de tener un mercado continuo de transacciones en donde los agentes puedan realizar operaciones de manera fácil de acuerdo a los parámetros definidos por los contratos ELM y ELS, este no ha brindado los resultados esperados, tales como, días en donde no se cierran operaciones en Derivex (Derivex, 2016b), falta de incentivos para el uso de este mecanismo, altos costos en el acceso a la plataforma (Derivex, 2016c), entre otros .

El precio promedio del kWh en la Bolsa de Energía para el día 16 de mayo fue de 147,21 y el promedio del mes de Mayo es 129,11 \$/kWh. Para hoy 18/05/2016 las mejores puntas para cada uno de los contratos fueron:

SESION DE NEGOCIACION ELECTRONICA				
MES	MEJOR DEMANDA (\$/kWh)	TOTAL DEMANDADO (kWh)	MEJOR OFERTA (\$/kWh)	TOTAL OFRECIDO (kWh)
jun-16	-	-	158	250.000
sep-16	180	100.000	-	-

SESION DE NEGOCIACION MIXTA		
MES	MEJOR OFERTA (\$/kWh)	TOTAL OFRECIDO (kWh)
jun-16	228	2.160.000
jul-16	185	3.960.000
ago-16	185	3.960.000
sep-16	185	3.240.000
oct-16	185	2.880.000
nov-16	185	2.880.000
dic-16	185	2.880.000

Durante la sesión de hoy no se cerraron operaciones.

Figura 18. Informe diario Derivex. Fuente: (Derivex, 2016b).



Sin embargo, Nasdaq es otra plataforma electrónica que ofrece de manera anónima y con cámara de riesgo las transacciones en contratos financieros de derivados para sus países miembros: los países Nórdicos, Alemania, Países Bajos, Bélgica, Francia, Italia, España y Reino Unido. Los tipos de derivados de energía eléctrica que pueden ser transados son: los Futuros, Futuros con pago aplazado (DS Futures), Opciones y Diferenciales de precio eléctrico por áreas (EPADs). Cabe recordar que estos contratos son utilizados únicamente para el manejo del riesgo y no son de entrega física (Nord Pool, 2014). El resultado en marzo de marzo de 2016 fue: la negociación y liquidación de 139.6 TWh al realizarse 8916 transacciones por un valor de 1576 millones de Euros (Nasdaq, 2016).

Por lo tanto, el conjunto de mecanismos que han desarrollado e implementado los mercados desarrollados internacionalmente demuestran que el MEM Colombiano se ha caracterizado por continuar con un modelo de mercado ineficiente para la atención de la demanda en los aspectos de competencia y liquidez. Por consiguiente, en el siguiente capítulo se construye una propuesta regulatoria con el fin de generar un incremento en estos aspectos.



Capítulo 6: Propuesta regulatoria para la atención de usuarios Regulados en el Mercado de energía Mayorista Colombiano

Teniendo en cuenta los aspectos enmarcados en los capítulos anteriores, se pone a disposición una propuesta regulatoria con el fin de crear un mercado competitivo y líquido para la atención de la demanda total conectada al SIN, específicamente, la de los usuarios Regulados.

6.1 Mercados Day-ahead e Intradiario

El modelo de mercado centralizado (Pool) con el que cuenta Colombia hace más de 20 años, comienza desde el Despacho Económico en donde la demanda total del SIN actúa de manera inelástica y los agentes que la representan no participan en la oferta. Es por esto que se sugiere la creación de un Mercado de Day-ahead en búsqueda de una participación equitativa y competitiva tanto por parte de los agentes compradores como los vendedores para la entrega física de la energía, basada en la estructura que tienen los mercados internacionales mencionados en el capítulo 3. Esto permite que los agentes sean quienes manejen sus propios portafolios.

El resultado de la subasta realizada en este mercado sería el Precio del Mercado, determinado por el método de Precio Marginal, el cual sería referente para todas las transacciones que se realicen en el MEM.

También se sugiere la creación de un Mercado Intradiario con el fin de ajustar las ofertas presentadas por los agentes participantes en el Mercado del Day-ahead, con una actuación cercana a la hora de la entrega física. Este mecanismo reemplazaría el mecanismo estático de Re-despacho con el que cuenta actualmente los generadores y el MEM.

Tal como los mercados internacionales, estos mercados serían de mediano y corto plazo, por lo que se sugiere implementarlos con horarios semejantes a los manejados por Nord Pool, ya que los países que lo integran cuenta con una base de generación hidráulica muy alta, semejante a la colombiana (Nordic Energy Regulators, 2014).



El cronograma sería de la siguiente manera:

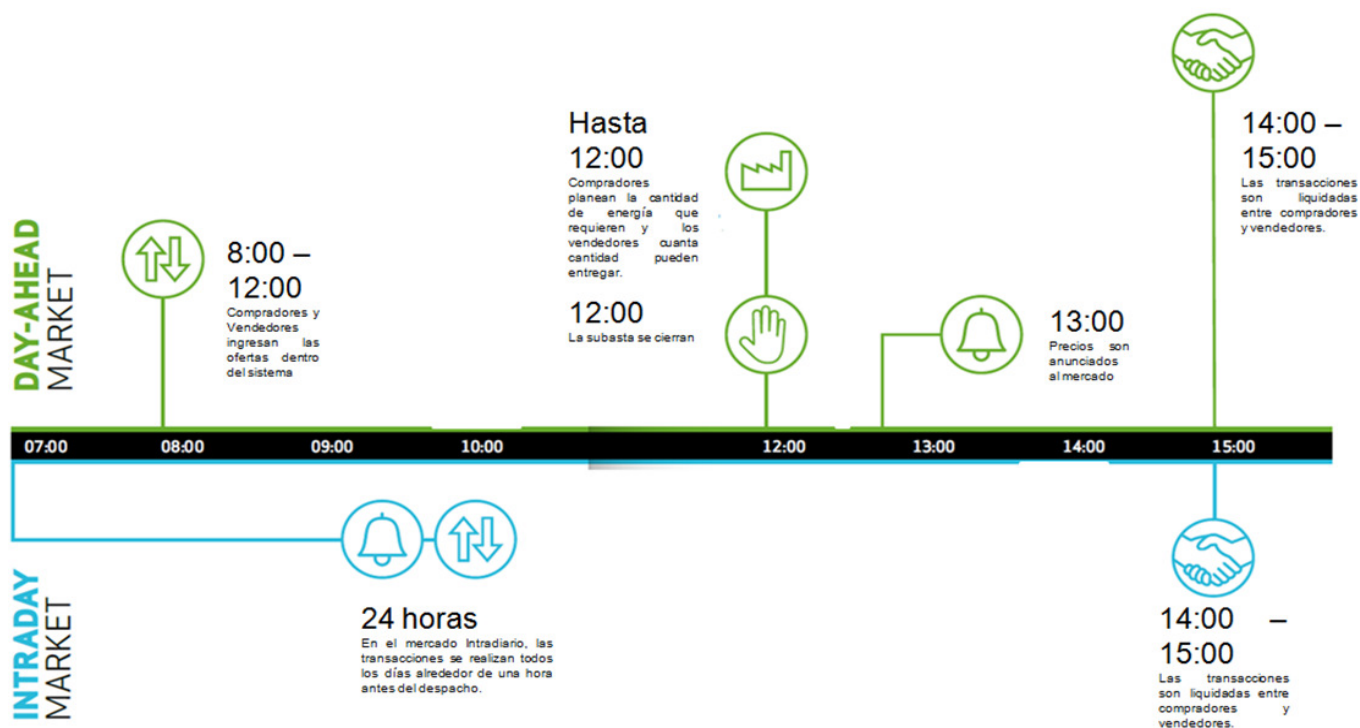


Figura 19. Cronograma ajustado a la Propuesta Colombiana. Fuente: Adaptado (Nord Pool, 2014).

6.2 Contratos bilaterales estandarizados

Se recomienda modificar el mercado existente de contratos bilaterales de largo plazo por un mercado de contratos estandarizados, donde los agentes compradores y vendedores de manera anónima realicen el registro a través de la CRCC, la cual se encargará de gestionar el riesgo de contraparte y sistémico. Además, el contar con contratos estandarizados, permitiría la creación de un Mercado Secundario Continuo donde los agentes puedan ceder sus obligaciones en cualquier momento previo a la entrega física de energía e independiente de quien las compre o venda, favoreciendo la generación de un alto número de transacciones y por ende, una mayor liquidez.

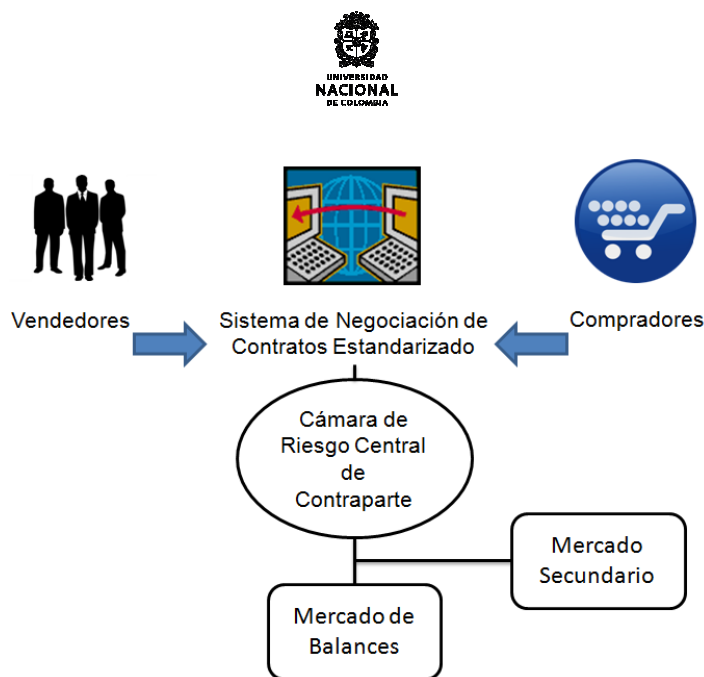


Figura 20. Propuesta Mercado estandarizado de contratos bilaterales. Fuente: propia.

6.3 Mercado de derivados regional

Actualmente, Colombia tiene unos acuerdos comerciales con Ecuador (Comunidad Andina de Naciones (CAN) 536) bajo las Resoluciones CREG 004 de 2003 y 014 de 2004 ; con Venezuela (Resolución CREG 112 de 1998) en donde se reglamentan aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales. Creado el Mercado de Derivados de energía eléctrica – Derivex en Colombia, se sugiere abrir esta plataforma electrónica en todos los MEMs de la región suramericana con el fin de buscar la integración de los mercados y así generar más liquidez en este Mercado de Derivados.

6.4 Mercado de Balances

Aprovechando que actualmente existe un operador y administrador del MEM en Colombia – XM, este tomaría el papel de ser el ente integrador de toda la información transada en todos los mecanismos utilizados por los agentes del mercado para la atención de la demanda tales como el Day-ahead, Intradiario, Contratos Bilaterales Estandarizados y Contratos de Derivados, y del resto de mecanismos existentes para otros fines en el mercado, con el fin de calcular el desbalance correspondiente por cada uno de los agentes y realizar los cobros o pagos respectivos.














País/ Mecanismo	Colombia	Países Nórdicos	Gran Bretaña	PJM
Mercado Day-ahead	Propuesta  filial de isa			
Mercado Intradiario	Propuesta  filial de isa			
Mercado Contratos Largo Plazo	Propuesta  MERCADO DE DERIVADOS DE COMMODITIES AVANZADOS			 Open • Transparent • Connected
Mercado Derivados	 MERCADO DE DERIVADOS DE COMMODITIES AVANZADOS			
Mercado de Balance	Propuesta  filial de isa	TSOs 	 THE POWER OF ACTION	 ISO

Figura 21. Referencias internacionales y propuesta para Colombia. Fuente: propia.

De manera tal que, el MEM de Colombia cuenta con la ventaja de contar con 20 años de experiencia a nivel internacional en ser un mercado eléctrico abierto, pero aún hace falta acondicionar y abordar ciertos mecanismos en la atención de la demanda que garanticen tener un mercado competitivo y líquido, los cuales se pueden resumir a continuación.



Capítulo 7: Conclusiones

La experiencia en el desarrollo de mercados eléctricos de los mercados de Nord Pool, APX Exchange y PJM les ha permitido evolucionar con mejores estrategias para generar más competencia y liquidez. Colombia se encuentra estancada con un modelo pionero de liberalización del mercado (Pool), y no ha avanzado en el desarrollo y ejecución de nuevos mecanismos que le permita convertirse en un mercado maduro y referente a nivel mundial.

La participación inelástica de la demanda para determinar el Precio de Bolsa, la no estandarización de los contratos bilaterales de largo plazo, la falta de mecanismos de ajuste para los cambios presentados en el comportamiento del consumo y generación, y la falta de incentivos para el uso de la plataforma de Derivex, han generado poca competencia y liquidez en el MEM.

Aunque la propuesta Regulatoria CREG 117 de 2013, es el primer paso de cambio estructural del mercado para la atención de usuarios Regulados por medio de contratos bilaterales anónimos estandarizados, la falta de un Mercado Secundario continuo y de subastas continuas, y la desinformación en las obligaciones adquirida por parte de los compradores del mercado Regulado, no garantizarían obtener un MEM competitivo y líquido.

Como propuesta para atacar estas deficiencias y principalmente en la atención de usuarios Regulados en el MEM Colombiano, se recomienda crear mercados a corto plazo como el del Day-ahead y el Intradiario, y a mediano y largo plazo el de contratos bilaterales estandarizado con cámara de riesgo centralizada, semejantes a los existentes en los mercados de Nord Pool, APX Exchange y PJM. En estos mecanismos tanto los consumidores como los proveedores de energía son necesarios para un efectivo funcionamiento del mercado. (Woodrow & Bradshaw, 2006) (Stridbaek, 2006)

Es recomendable hacer un plan de transición entre los modelos de mercado para no distorsionar el principio básico de precios, así como lo recomienda Stridbaek (Stridbaek, 2006).



Con la creación de estos mecanismos, se hace necesario crear un mercado de balances, el cual se encargará de centralizar todas las transacciones realizadas por los agentes e informarles a cada uno el resultado de su desequilibrio. Además, una plataforma electrónica en donde se brinde toda la información relevante para los agentes y de acceso público, con el fin de mostrar transparencia en las transacciones realizadas en el mercado.



Referencias

- Amundsen, E. S., & Bergman, L. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well? *Utilities Policy*, 14(3), 148–157. <http://doi.org/10.1016/j.jup.2006.01.001>
- APX Power Spot Exchange (2016a). Day-ahead Auction. Recuperado de <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/day-ahead-auction/>
- APX Power Spot Exchange (2016b). OTC Bilateral. Recuperado de <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/otc-bilateral/>
- APX Holding B.V. (2014). Annual Report 2014. Netherlands, Amsterdam, APX Holding B.V. Recuperado de <https://www.apxgroup.com/wp-content/uploads/APX-Group-annual-report-2014.pdf>
- CREG (1994). Resolución 054 de 1994. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1995a). Resolución 024 de 1995. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1995b). Resolución 025 de 1995. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1996). Resolución 020 de 1996. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1998a). Resolución 051 de 1998. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1998b). Resolución 112 de 1998. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (1998c). Resolución 131 de 1998. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2000). Resolución 068 de 2000. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2002). Resolución 082 de 2002. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2003). Resolución 004 de 2003. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>



Resoluciones?openview

- CREG (2004). Resolución 014 de 2004. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2008a). Resolución 155 de 2008. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2008b). Resolución 167 de 2008. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2009a). Resolución 023 de 2009. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2009b). Resolución 051 de 2009. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2009c). Resolución 069 de 2009. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2011a). Resolución 090 de 2011. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2011b). Resolución 157 de 2011. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- CREG (2013). Resolución 117 de 2013. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá, Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- Cui, X. (2010). *The UK Electricity Markets : Its Evolution , Wholesale Prices and Challenge of Wind Energy*.
- D. Sinclair & M. Turner (2015). Negative pricing in the GB wholesale electricity market. Londres, Inglaterra, Baringa Partners LLP. Recuperado de https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/441809/Baringa_DECC_CfD_Negative_Pricing_Report.pdf
- Derivex (2016a). Boletín diario. Derivex, Colombia, Bogotá. Recuperado de <http://www.derivex.com.co/NegociacionesdelDia/Paginas/BoletinDiario.aspx>
- Derivex (2016b). Información del Mercado - Información Histórica de Precios. Derivex, Colombia, Bogotá. Recuperado de <http://www.derivex.com.co/NegociacionesdelDia/Paginas/InformaciondelMercado.aspx>



- Derivex (2016c). Estudio de factibilidad - Nuevo Mercado de Derivados Estandarizados sobre Commodities Energéticos. Derivex, Colombia, Bogotá. Recuperado de http://www.derivex.com.co/accionistas/Asamblea%20de%20Constitucion/Indice/Documentos_Asamblea/9_Estudio%20de%20Factibilidad%20DERIVEX.pdf
- Escudero, A., & Botero, S. (2006). *Caraterización del mercado de energía eléctrica para usuarios no regulados en Colombia*. Ensayos de economía. Colombia, Medellín. Recuperto de <http://www.bdigital.unal.edu.co/27006/1/24705-86669-1-PB.pdf>
- Keay, M., Rhys, J., & Robinson, D. (2013). *Evolution of Global Electricity Markets*. *Evolution of Global Electricity Markets*. <http://doi.org/10.1016/B978-0-12-397891-2.00002-X>
- Maurer, L., & Barroso, L. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. *Journal of Economics* (Vol. 10). <http://doi.org/10.1162/105864001316907973>
- Mincit (2009). Ley 1340 de 2009 - Por medio de la cual se dictan normas en materia de la Protección de la Competencia. Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, <http://www.mincit.gov.co/documentos.php?id=74>
- Minminas (1992). Decreto 2119 de 1992 - Por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares, IAN y Minerales de Colombia S.A., MINERALCO. Ministerio de Minas y Energía, Colombia, Bogotá. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/655199/Decreto-2119-1992.pdf/12aab25e-82a2-4f0a-afee-6495892c50d3>
- Minminas (1994a). Ley 142 de 1994 - Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Ministerio de Minas y Energía, Colombia, Bogotá. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/normatividad;jsessionid=zGSArut+WgW2ZMgydJLlzQ73.portal2>
- Minminas (1994b). Ley 143 de 1994 - Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Ministerio de Minas y Energía, Colombia, Bogotá. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/normatividad;jsessionid=zGSArut+WgW2ZMgydJLlzQ73.portal2>
- Minminas (2004). Decreto 255 de 2004 - Por el cual se modifica la estructura de la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y se dictan otras disposiciones. Ministerio de Minas y Energía, Colombia, Bogotá. Recuperado de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/655199/Decreto-255-2004.pdf/3b15f777-bb36-46f8-afb3-b7ff1a676e89>
- Nasdaq (2016). Reports - Monthly Market Reports Retrieved from <http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/reports>



- Neuhoff, K., Ritter, N., SalahAbou-El-Enien, A. & Vassilopoulos, P. (2016). Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading. University of Cambridge. Energy Policy Research Group. Recuperado de <http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/03/1609-Text.pdf>
- Nord Pool. (2010). The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market. Lysaker, Norway, Nord Pool. Recuperado de <http://nordpoolspot.com/globalassets/download-center/rules-and-regulations/the-nordic-electricity-exchange-and-the-nordic-model-for-a-liberalized-electricity-market.pdf>
- Nord Pool. (2014). A Powerful Partner Annual Report 2014. Lysaker, Norway, Nord Pool. Recuperado de https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/annual-report/annual-report_nord-pool-spot-2014.pdf
- Nord Pool. (2016a). The power market. Lysaker, Norway, Nord Pool. Recuperado de <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/>
- Nord Pool. (2016b). The power market. Lysaker, Norway, Nord Pool. Recuperado de <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Intraday-market/>
- Nord Pool. (2016c). The Maximum NTC values. Lysaker, Norway, Nord Pool. Recuperado de <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>
- Nordic Energy Regulators. (2014). Nordic Market Report 2014. Eskilstuna, Suecia, NordReg. Recuperado de <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>
- Ofgem (2015). Wholesale Power Market Liquidity: Annual Report 2015. Londres, Inglaterra, Ofgem. Recuperado de https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/wholesale_power_market_liquidity_annual_report_2015_0.pdf
- Organización Latinoamericana de Energía. (2013). *Modelos de Mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*. Retrieved from [http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe final COLOMBIA.pdf](http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Informe_final_COLOMBIA.pdf)
- PJM Interconnection (2015a). State of the Market Report for PJM. Audubon, PA, PJM Interconnection. Retrieved from http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume1.pdf
- PJM Interconnection (2015b). Virtual Transactions in the PJM Energy Markets. Audubon, PA, PJM Interconnection. Retrieved from <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20151012-virtual-bid-report.ashx>
- PJM Interconnection (2016a). PJM History. Audubon, PA, PJM Interconnection. Retrieved from <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history.aspx>
- PJM Interconnection (2016b). Energy & Ancillary Services Market Operations. Audubon, PA, PJM Interconnection. Retrieved from <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>



- PJM Interconnection (2016c). Energy Market. Audubon, PA, PJM Interconnection. Retrieved from <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy.aspx>
- Pistonesi, H., Chávez, C., Figueroa, F., & Altomonte, H. (2003). *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas. Cuadernos de la CEPAL*.
- Procuraduría (1991). Constitución Política De Colombia 1991. Procuraduría General de la Nación, Colombia, Bogotá. Recuperado de http://www.procuraduria.gov.co/guiamp/media/file/Macroproceso%20Disciplinario/Constitucion_Politica_de_Colombia.htm
- Stridbaek, U. (2006). *Lessons from liberalised electricity markets. CESifo DICE Report* (Vol. 4). <http://doi.org/10.1787/9789264109605-en>
- Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME). (2004). Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. *Mercado de Energía Eléctrica En Colombia -Análisis Comercial Y de Estrategias*, 1 – 110. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf
- Woodrow, C., & Bradshaw, T. (2006). *Electricity Market Reform An International Perspective*. Retrieved from <http://gen.lib.rus.ec/book/index.php?md5=904D8BE5AE17BC735259984FBA079571>
- XM (2013). Situación actual y propuestas para el Mercado de Contratos en el MEM. XM S.A. E.S.P., Colombia, Medellín. Presentaciones internas de XM.
- XM (2014a). Memorias de Capacitaciones y Seminarios - Administración del Mercado de Energía Mayorista. XM S.A. E.S.P., Colombia, Medellín. Recuperado de <http://www.xm.com.co/Pages/MemoriasdeCapacitacionesySeminarios.aspx>
- XM (2014b). Portal BI. XM S.A. E.S.P., Colombia, Medellín. Recuperado de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/pages/default.aspx>
- XM (2016a). Proyección Demanda Contratada - Informe Trimestral. XM S.A. E.S.P., Colombia, Medellín. Recuperado de <http://www.xm.com.co/Pages/ProyeccionDemandaContratada.aspx>
- XM (2016a). Informe consolidado del mercado marzo de 2016. Obtenido en abril de 2016. XM S.A. E.S.P., Colombia, Medellín. Recuperado de www.xm.com.co.



Anexo

Day-ahead: es un mercado de subasta en donde las transacciones que se realizan cada día son definidas como contratos de entrega física para el suministro de la energía del siguiente día. Los agentes compradores y vendedores (subasta de doble punta) del mercado envían a través de una plataforma electrónica antes de la hora del cierre sus órdenes. Después las curvas de oferta y demanda son agregadas y se cruzan obteniendo como resultado el precio del mercado para cada hora del día siguiente. Este precio se calcula sin ninguna restricción de las redes de transmisión y es utilizado como el precio de referencia en el mercado financiero (APX Power Spot Exchange, 2016a).

El resultado del cruce de las curvas de demanda y oferta está completamente determinada por la cantidad de empresa que se encuentren en el mercado y su clasificación. Por ejemplo, en el mercado APX Power NL, cuenta con agentes distribuidores, grandes consumidores, generadores, usuarios finales industriales, intermediarios y comercializadores. Todos ellos pueden actuar como compradores o vendedores. Una vez cerrada la subasta con un día de antelación a la operación del sistema, el operador del sistema informa cual es el resultado de la subasta a cada uno de los participantes.

En este tipo de mercados, es común encontrar modalidades de instrumentos para las transacciones: ofertas horarias, ofertas por bloques, ofertas flexibles, entre otras. Los diferentes instrumentos depende del mercado (Nord Pool, 2010)..

Intradiario o Real Time: es un mercado suplemento del mercado Day-ahead y que tiene un comportamiento muy similar también a este, ayudando a asegurar el balance entre la oferta y la demanda en el mercado de energía. Estos mercados se caracterizan por ser continuos ya que los agentes interesados introducen continuamente sus ofertas en cualquier momento durante la sesión de negociación y tan pronto dos ofertas sean compatibles, éstas se ejecutan (también son subastas de doble punta). Posterior a la hora de apertura de este mercado, los agentes transan contratos de suministro de energía de tipos: de horas, de cuartos de hora, de base o de picos. Es típico de estos mercados que las transacciones se realicen hasta 30 minutos antes de la entrega física por medio del envío de las ofertas por parte de los agentes a través de una plataforma electrónica.



También es común encontrar un poco más alto los precios de este mercado en comparación con el mercado de Day-ahead (Neuhoff et al, 2016)

A comparación del mercado Intradiario, el cual tiene un uso más activo en Europa, en el mercado PJM existe el mercado de Real Time, el cual se caracteriza por desempeñarse tal cual al mercado Intradiario pero con un tiempo de 5 minutos antes de la entrega física de la energía. Este mercado se diseñó con el objetivo de lograr un balance casi en tiempo real del consumo que presenta la demanda y la generación producida por las plantas de generación de acuerdo con la información del despacho programado.

Mercado OTC - Over The Counter: es el mercado de los contratos bilaterales financieros (no tiene entrega física de energía eléctrica) estandarizados en donde los agentes participantes negocian directamente con su contraparte las cantidades y precios a vender y comprar, sin contar con acuerdos de crédito individuales, ya que comúnmente se cuenta con las garantías financieras establecidas con la cámara de riesgo que tenga cada mercado (APX Power Spot Exchange, 2016b).

Estos contratos son transados a través de una plataforma electrónica, teléfono o email, siendo el primero, el de mayor uso común. Allí, un agente ingresa la información del contrato y le envía una solicitud de confirmación a su contraparte. El trato se lleva a cabo y se somete a compensación y liquidación con la misma cámara de compensación.

Esta plataformas, se encuentran disponibles las 24 horas de los 7 días de la semana.